



Schlussbericht vom 12. Dezember 2019

L-Sol: Heizungssystem mit PVT als Quelle für eine Wärmepumpe

Neuartiges System für die optimierte Nutzung von PVT und Wärmepumpe in EFH ohne Erdwärmesonde und Aussenlufteinheit



Quelle: ZHAW, PVT-Anlage Lintharena SGU



Zürcher Hochschule
für Angewandte Wissenschaften



**Life Sciences und
Facility Management**

**IUNR Institut für Umwelt und
Natürliche Ressourcen**

Datum: 12. Dezember 2019

Ort: Wädenswil

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Campus Grüental
8820 Wädenswil
www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien/

Autor/in:

David Sauter, ZHAW Wädenswil, IUNR, david.sauter@zhaw.ch
Manuel Hunziker, ZHAW Wädenswil, IUNR, manuel.hunziker@zhaw.ch
Maike Schubert, ZHAW Wädenswil, IUNR, maike.schubert@zhaw.ch
Nadia Sperr, ZHAW Wädenswil, IUNR, nadia.sperr@zhaw.ch
Martin Koch, ZHAW Wädenswil, IUNR, martin.koch@zhaw.ch
Prof. Jürg Rohrer, ZHAW Wädenswil, IUNR, juerg.rohrer@zhaw.ch

BFE-Projektbegleitung:

Dr. Elimar Frank, elimar.frank@frank-energy.com

BFE-Bereichsleitung:

Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

BFE-Programmleitung:

Dr. Elimar Frank, elimar.frank@frank-energy.com

BFE-Vertragsnummer:

SI/501572-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Mit PVT-Kollektoren wird auf derselben Fläche sowohl (PV-)Strom als auch (solare) Wärme gewonnen. Dies erlaubt eine bessere Ausnutzung der Dachflächen.

Im Projekt L-Sol wurde ein neuartiges System untersucht, welches die Wärme für Einfamilienhäuser aus PVT-Kollektoren erzeugt. Die PVT-Kollektoren liefern dabei sowohl Strom als auch Wärme für die Wärmepumpe. Charakteristisch für das System ist ein Pufferspeicher («Kaltwasser-Speicher») zwischen den PVT-Kollektoren und der Wärmepumpe, welcher als Quelle für die Wärmepumpe dient. Es zeigte sich, dass das Konzept L-Sol sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoll ist. Der Strombedarf ist bei Neubauten und energetisch sanierten Einfamilienhäusern jeweils 5 bis 30 % geringer als beim Einsatz einer Luft-Wasser-Wärmepumpe. In den Wintermonaten liegt der Netzbezug 3 bis 11 % unter dem eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystem kombiniert mit einer PV-Anlage.

Es ist jedoch schwierig, die tiefen Kosten eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystems zu erreichen. Im L-Sol-System stellen die Investitionskosten für die PVT-Anlage (Kollektoren inklusive Installation) den grössten Posten dar. Durch Einsparungen bei den Kollektorkosten – insbesondere durch den Einsatz von mit Wärmetauschern nachgerüsteten «normalen» PV-Modulen – lassen sich die Gesamtkosten über 20 Jahre unter Beibehaltung der ökologischen Vorteile auf das Niveau eines Luft-Wasser-Wärmepumpensystems senken.

Neben der höheren Systemeffizienz besteht der Hauptvorteil des L-Sol-Systems gegenüber einem System mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe in den wegfallenden Lärmemissionen im Aussenbereich. Verglichen mit Systemen, die PVT-Kollektoren in Kombination mit einer Erdwärmesonde (2-Sol) oder einem Eisspeicher verwenden, weist das L-Sol-System geringere Lebenszykluskosten auf. Ausserdem erfordert es keine umfassenden Bodenarbeiten oder besondere Bewilligungen. Es eignet sich deshalb auch gut für den Ersatz von fossilen Heizungssystemen in bestehenden Gebäuden.

In einer vertieften Simulationsstudie wurden wesentliche Einflussfaktoren auf die Systemeffizienz identifiziert und Möglichkeiten aufgezeigt, wie der Strombezug aus dem Netz verringert werden kann. Die Steuerung der Wärmepumpe wurde so angepasst, dass sie bei einem Stromüberschuss aus der PVT-Anlage gezielt eingeschaltet wird, um die Speicher für Warmwasser und Heizung aufzuheizen oder zu überhitzen. Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Netzbezugs besteht darin, die Beladung des Heizpufferspeichers überwiegend am Tag durchzuführen und in der Nacht zu sperren, sofern keine Komfortanforderungen verletzt werden. Durch Kombination dieser beiden Steuerstrategien kann der Eigenverbrauchsanteil des Stromes auf rund 45 % gesteigert werden, verglichen mit rund 20 % bei Verwendung einer Standardsteuerung. Zusätzlich zu diesen Steuerungsanpassungen lässt sich durch die Einbindung eines Batteriespeichers der Autarkiegrad weiter steigern. Mit einem Batteriespeicher von 10 kWh Kapazität kann ein Autarkiegrad von 55 % erreicht werden. In einzelnen Sommermonaten ist damit eine 100-prozentige Autarkie möglich.

Der hohe Energiebedarf und der geringe Energieertrag während kurzen Schlechtwetterphasen können durch eine entsprechende Grösse des Speichers zwischen PVT-Kollektoren und Wärmepumpe gepuffert werden. Durch das Hinzufügen eines zusätzlichen hydraulischen Kreislaufs kann derselbe Speicher im Sommer verwendet werden um das Gebäude zu kühlen. Die dem Gebäude entnommene Wärme wird dabei zum einen für die Brauchwarmwasser-Erwärmung verwendet und zum anderen nachts über die PVT-Kollektoren an die Umgebung abgegeben.

Zur einfachen System-Dimensionierung wurde eine Dimensionierungsmatrix erstellt. Anhand dieser Matrix können Interessenten für ihre Häuser sinnvolle Systemdimensionierungen abschätzen und somit beurteilen, ob das System L-Sol im betrachteten Fall für eine genauere Betrachtung in Frage kommt. Je nach Heizwärmebedarf und Heizkreis-Vorlauftemperatur besteht ein typisches System für ein Einfamilienhaus aus 15 bis 30 unabgedeckten PVT-Kollektor-Modulen und einem Kaltwasser-Speicher von



1'000 bis 2'000 l Volumen. Weiter beinhaltet es eine Wärmepumpe und einen warmen Speicher, z.B. einen 600-l-Kombispeicher.

Summary

With the use of PVT collectors, (photovoltaic) electricity as well as (solar) heat can be produced within the same area. This allows for a better utilization of a given roof area.

In the L-Sol project, a novel system that uses PVT collectors to produce heat for single-family houses was investigated. The PVT collectors deliver both electricity and heat for the operation of a heat pump. A main characteristic of the system is a thermal storage tank ("cold water storage") between the PVT collectors and the heat pump. This storage tank acts as the source for the heat pump. It was shown that the L-Sol concept makes sense in ecologic as well as in economic terms. For new buildings and old, energetically renovated ones, electricity consumption is 5 to 30 % lower than with the use of an air-water heat pump. During winter, grid purchase is 3 to 11 % below that of an air-water heat pump system combined with PV modules.

However, it is difficult to achieve the low costs of an air-water heat pump system. In the L-Sol system, the investment costs for the PVT system (collectors and installation) are the main cost component. Through savings on the collector costs – mainly by using collectors that consist of "normal" PV modules with a retrofitted heat exchanger on the rear side – total life-cycle costs over 20 years can be reduced to a level similar to that of an air-water heat pump system while maintaining the ecological advantages.

On top of the improved system efficiency, the L-Sol system's main advantage over an air-water heat pump system is the lack of noise emissions on the outside of the building. Compared to systems that are using a combination of PVT collectors and either a geothermal storage (2-Sol) or an ice storage, the L-Sol system offers reduced life-cycle costs. Furthermore, it requires no extensive ground works or special building permits. It is therefore also well suited for replacing fossil heating systems in existing buildings.

In an in-depth simulation study, main influence factors on the system efficiency were identified and possibilities to reduce the amount of electricity purchased from the grid were shown. The controls of the heat pump were adapted such that the heat pump is purposefully switched on to heat up and overheat the thermal storage for space heating and domestic warm water when there is surplus electricity from the PVT system. Another possibility to reduce grid purchase is to do the heating-up of the space heating buffer mainly during daytime and disable it at night as long as the comfort requirements are not neglected. A combination of these two control approaches can lead to an electricity self-consumption ratio of 45 %, compared to around 20 % when using standard controls. On top of these adaptations of the control system, adding a battery storage can further increase the level of self-sufficiency. With a battery storage of 10 kWh capacity, the self-consumption ratio can be increased to 55 %. In certain summer months, 100 % self-sufficiency is possible.

The high energy demand and the low energy production during phases of bad weather can be buffered by a well-dimensioned thermal storage between the PVT collectors and the heat pump. By adding an additional hydraulic circuit, this storage can be used to cool down the building during summer. The heat that is extracted from the building is either used for domestic hot water generation or it is given off to the environment via the PVT collectors at night.

For easy system dimensioning, so-called dimensioning matrices were created. An interested party can use them to estimate a useful system dimensioning for their house and quickly decide whether the L-Sol system could be an option that is worth a more detailed consideration. Depending on the heating energy demand and the flow temperature of the heating circuit, a typical system for a single-family house consists of 15 to 30 uncovered PVT collector modules and a cold water storage with a volume of 1'000 to 2'000 l. Furthermore, it includes a heat pump as well as a warm storage, e.g. a 600-l combined storage.



Take-home messages

- Das System L-Sol bietet eine Alternative zu Luft-Wasser-Wärmepumpensystemen in Einfamilienhäusern. Die Systemeffizienz von L-Sol ist in einem ähnlichen Bereich oder besser als bei einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem.
- Durch den Einsatz von mit Wärmetauschern nachgerüsteten «normalen» PV-Kollektoren sind die Gesamtkosten des L-Sol-Systems über 20 Jahre in derselben Grössenordnung wie bei einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem.
- Durch Nutzung der SG-Ready-Steuerungseingänge der Wärmepumpe sind erweiterte Steuerstrategien möglich, die eine weitere Steigerung der Systemeffizienz und/oder eine Reduktion des Netzbezugs erlauben.
- Es ist eine hydraulische Erweiterung des Systems L-Sol möglich, welche im Sommer eine passive Kühlung (ohne zusätzliche Nutzung der Wärmepumpe) des Gebäudes über die PVT-Kollektoren erlaubt.
- Alle vorliegenden Ergebnisse basieren auf Systemsimulationen. Für eine endgültige Eignungsbeurteilung ist eine Validierung des Systems in der Praxis erforderlich.



Dank

Die Autoren danken den Mitgliedern der Begleitgruppe herzlich für Ihre Anregungen, die Unterstützung und den fachlichen Austausch. Die regelmässigen Rückmeldungen aus der Praxis waren von grosser Bedeutung für den Erfolg des Projektes. Die Auftragnehmerin dankt zudem dem Bundesamt für Energie (BFE) herzlich für das entgegengebrachte Vertrauen und die finanzielle Unterstützung.

Mitglieder der Begleitgruppe:

Dr. Elimar Frank (Frank Energy GmbH, Vertretung BFE)

Felix Hug (Electrojoule Erneuerbare Energiesysteme AG)

Lars Kunath (Vela Solaris AG)

René Huber (Bion Bauhaus AG)

René Naef (Naef Energietechnik AG)

Roman Gysel, (3S Solar Plus AG, Meyer Burger AG)



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Summary	4
Take-home messages	5
Dank	6
Inhaltsverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
1.1 Ausgangslage und Hintergrund	10
1.2 Motivation des Projektes	10
1.3 Projektziele	10
2 Vorgehen und Methode	11
2.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems	11
2.1.1 Beschreibung des Grundsystems	12
2.1.2 Gebäudestandards (Heizenergiebedarf), Heizungssysteme und Wärmebedarf für Brauchwarmwasser	13
2.1.3 Verwendete Systemkomponenten	15
2.1.4 Vergleichssysteme	16
2.1.5 Definition zentraler Kenngrößen	16
2.1.6 Standortvergleiche	17
2.1.7 PVT-Messstand	17
2.1.8 Ökonomische Bewertung und Nutzwertanalyse	18
2.2 Phase 2.1: Optimierung des Systems	20
2.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung in Bezug auf die Systemeffizienz	21
2.2.2 Systemoptimierung zur Senkung des Netzbezuges – Überhitzen und nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers	21
2.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix	24
2.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem	25
2.2.5 Batteriespeicher zur Verbesserung des Autarkiegrades	25
2.2.6 Passives Kühlen	26
2.3 Phase 2.2: Erarbeiten von Dimensionierungsempfehlungen (Dimensionierungsmatrix)	27
2.3.1 Voruntersuchungen	27
2.3.2 Vorgehen Dimensionierungsmatrizen	33
3 Ergebnisse und Diskussion	37
3.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems	37
3.1.1 Einfluss der Speicher	37
3.1.2 Grösse der PVT-Fläche und Vorlauftemperaturen	37



3.1.3	Systemvergleiche	38
3.1.5	Kosten und Kostenoptimierungen	43
3.1.6	Nutzwertanalyse	46
3.1.7	Schlussfolgerungen aus der ersten Phase und deren Einfluss auf weitere Analysen	47
3.2	Phase 2.1: Systemoptimierung.....	48
3.2.1	Optimierung der Hydraulik und der Steuerung	48
3.2.2	Systemoptimierung zur Reduktion des Netzbezuges	50
3.2.3	Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix.....	60
3.2.4	Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem	62
3.2.5	Batteriespeicher –Steigerung des Autarkiegrades	63
3.2.6	Passive Kühlung	65
3.3	Phase 2.2: Dimensionierungsempfehlungen.....	69
3.3.1	Dimensionierungsmatrizen	69
3.3.2	Anwendung der Dimensionierungsmatrizen.....	71
3.3.3	Limitierungen der Dimensionierungsmatrizen	73
4	Schlussfolgerungen und Fazit	75
5	Ausblick und zukünftige Umsetzung	75
6	Nationale und internationale Zusammenarbeit	76
7	Publikationen	76
8	Literaturverzeichnis	77
Anhang	79



Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
EFH	Einfamilienhaus
IEA SHC	International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme
KW-Speicher	Kaltwasser-Speicher
LWWP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
PV	Photovoltaik
PVT	Photovoltaisch-thermisch (Photovoltaisch-thermischer Kollektor)
SG-Ready	Smart-Grid-Ready
SIA	Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein
SJAZ	System-Jahresarbeitszahl, definiert gemäss Polysun-Handbuch
VLT	Vorlauftemperatur
WP	Wärmepumpe



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Es wird ein neues Heizungskonzept für Einfamilienhäuser (EFH) untersucht, welches die Umweltwärme für eine Wärmepumpe ausschliesslich aus (Wärme und Strom erzeugenden) PVT-Kollektoren bezieht. Ein sensibler Wärmespeicher wird durch die PVT-Kollektoren erwärmt und dient einer Wärmepumpe als alleinige Wärmequelle. Der Vorteil eines solchen Systems ist, dass nicht allein die Lufttemperatur die Vorlauftemperatur (VLT) der Wärmepumpe bestimmt, sondern die solare Einstrahlung auch bei tiefen Temperaturen zu einem Anstieg der VLT führen kann. Dieses System würde eine Alternative zu Luft-Wasser-Wärmepumpen (LWWP) darstellen und die Selbstversorgung von EFH bezüglich Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen stark erhöhen. Sanierungskonzepte für ältere Gebäude sind heute ein grosses Thema. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 müssen Gebäude saniert und Heizungssysteme ersetzt werden, um den Energieverbrauch für das Heizen zu senken und vermehrt erneuerbare Energien einzusetzen. Für grosse Gebäude wurden bereits überzeugende Sanierungskonzepte entwickelt. Darin haben alternative Heizungssysteme (wie z.B. 2-Sol, Erdwärmesonden mit Wärmepumpe, Eisspeicher) ein hohes Potenzial. Überträgt man diese Systeme auf kleine Gebäude wie EFH, werden sie oft unverhältnismässig teuer. Ausserdem überzeugt der Nutzen im Vergleich zu grossen Gebäuden weniger (z.B. ist die Regeneration von einzelnen Erdwärmesonden umstritten). Bei Sanierungen und Neubauten von EFH werden daher häufig LWWP eingesetzt. Diese zeigen relativ tiefe Systemjahresarbeitszahlen (SJAZ) und führen zu Lärmemissionen, welche Nachbarn belasten können.

1.2 Motivation des Projektes

Die Anwendung von PVT-Kollektoren in Heizungssystemen ist bereits seit längerem bekannt. Es wird hauptsächlich unterschieden in abgedeckte und unabgedeckte Kollektoren. Unabgedeckte (nicht isolierte) PVT-Kollektoren, deren Wärmetauscher auf der Rückseite von Wasser/Glykol-Gemisch durchströmt ist, führen durch die fehlende Isolation zu deutlich tieferen Rücklauftemperaturen als abgedeckte (isolierte) Kollektoren. Eine typische Anwendung war und ist daher die Erwärmung von Wasser für Swimming-Pools. Mit der stärker werdenden Forderung nach erneuerbaren Energiesystemen wurden Wärmepumpensysteme immer zahlreicher und PVT-Kollektoren werden heute auch als Wärmequelle für die Regeneration von Erdwärmesonden (2-Sol-System) oder in Verbindung mit Eisspeichern (z.B. [1]) in der Forschung betrachtet. In ersten Projekten fand bereits eine praktische Anwendung statt. Auch im Bereich PVT als alleinige Wärmequelle für Wärmepumpen gibt es bereits Arbeiten im Bereich Forschung und Entwicklung (siehe z.B. [2]–[4]). Allgemeine Aussagen über konkrete Dimensionierungsempfehlungen und Kosten-Nutzen-Verhältnisse fehlen jedoch bislang. In Bezug auf PVT-Kollektoren im Allgemeinen fehlen bis heute sowohl standardisierte Tests für die Leistungsbeurteilung als auch für die Zertifizierung von Hybridkollektoren [5].

1.3 Projektziele

Ziel dieses Projektes ist zu prüfen, ob das System L-Sol in Bezug auf das Kosten-Nutzen-Verhältnis eine sinnvolle Lösung für EFH darstellen kann. Dazu werden ökologische und ökonomische Aspekte berücksichtigt. Das System L-Sol wird im Rahmen einer Simulationsstudie mit anderen Systemen verglichen. Nach Möglichkeit soll das Konzept L-Sol modular aufgebaut sein, so dass Optionen wie beispielsweise die Möglichkeit zur sommerlichen Kühlung oder eine fortschrittliche Steuerung bei Bedarf ergänzt werden können. Weiter sollen konkrete Dimensionierungsempfehlungen für die Realisierung des Konzeptes in EFH entwickelt werden. Mit dem Projekt nimmt die Forschungsgruppe Erneuerbare Energien zudem am IEA-SHC Task 60 «PVT-Systems» Teil. Dieser Task verfolgt das Ziel, Standards für die Leistungsbeurteilung und die Zertifizierung von PVT-Kollektoren sowie für vertrauenswürdige Simulationen von PVT-Systemen zu schaffen.



2 Vorgehen und Methode

Das Projekt wurde in zwei Projektphasen ausgeführt. Die erste Projektphase ist ausführlich im Jahresbericht 2018 [6] dokumentiert. Annahmen, Vorgehen und Ergebnisse daraus werden im vorliegenden Bericht zusammengefasst dargestellt. Für detailliertere Informationen wird dabei auf die entsprechenden Stellen im Jahresbericht verwiesen. Eine Übersicht über die Projektphasen und deren Inhalte ist in Abbildung 1 gegeben. In Phase 1 wurde das Grundsystem ausgelegt und Vergleichskriterien sowie Vergleichssysteme wurden definiert. Zusätzlich entstand eine Potenzialabschätzung für nachgerüstete PVT-Kollektoren über Messungen an einem dafür erstellten PVT-Messstand und es wurden eine ökonomische Bewertung sowie eine Nutzwertanalyse erstellt. Die in der Phase 1 definierten Rahmenbedingungen wie betrachteter Gebäudestandard, Heizwärmebedarf etc. wurden, wenn nicht explizit anders erwähnt, in Phase 2 übernommen. Im ersten Teil der zweiten Phase wurde zunächst das System optimiert sowie der Netzbezug durch geeignete Steuerung reduziert. Weiter wurden Kritikpunkte aus dem Begleitgruppentreffen vom Ende der Phase 1 umgesetzt um das System für einen geringeren Platzbedarf zu dimensionieren. Weiter wurde eine Kühloption getestet und der Einfluss einer Batterie auf den Eigenverbrauch sowie den Autarkiegrad betrachtet. Im zweiten Teil der zweiten Phase erfolgte die Erstellung von Dimensionierungsmatrizen als einfache Dimensionierungshilfen. Das Vorgehen in den einzelnen Phasen wird im Folgenden näher erläutert.

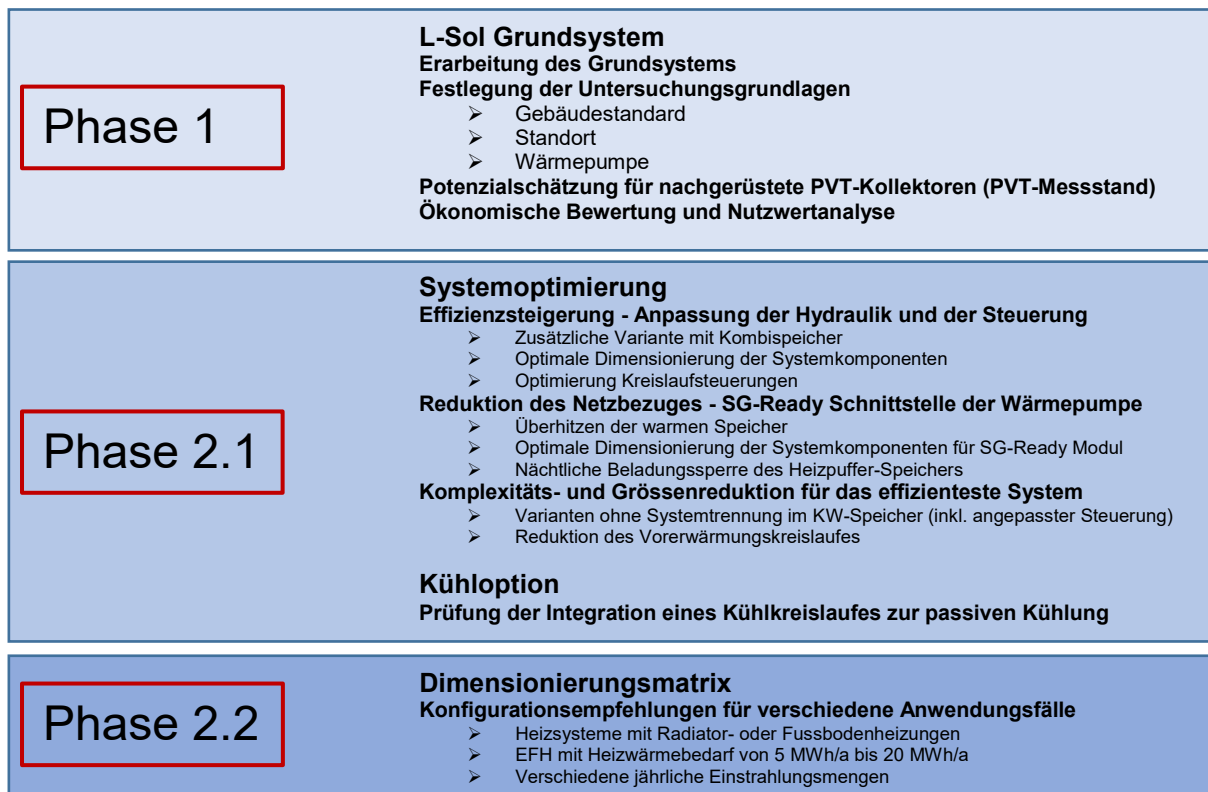


Abbildung 1: Übersicht über die Projektphasen.

2.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems

Ziel der ersten Projektphase war zu prüfen, ob das System L-Sol in Bezug auf das Kosten-Nutzen Verhältnis eine sinnvolle Lösung für EFH darstellen kann. Dazu wurden ökologische und ökonomische Aspekte berücksichtigt, um das System L-Sol im Rahmen einer Simulationsstudie mit anderen Systemen zu vergleichen. Als Simulationssoftware wurde Polysun (während Phase 1 Version 10.2 mit MeteoNorm

6.0 für die Wetterdaten) eingesetzt. Im Folgenden werden das in diesem Hinblick entwickelte Grundsystem, die verwendeten Gebäudestandards und die eingesetzten Komponenten beschrieben.

2.1.1 Beschreibung des Grundsystems

Das System mit dem Arbeitstitel L-Sol (L-Sol steht für die Kombination von Luft und Sonne in Anlehnung an 2-Sol, das für Sonne und Erde, französisch zweimal «Sol», steht) besteht aus Hybridkollektoren, einem kalten Speicher auf der Primärseite der Wärmepumpe (nachfolgend Kaltwasserspeicher, KW-Speicher, genannt), einer Sole-Wasser-Wärmepumpe und einer Warmwasser-Speicherlösung auf der Sekundärseite der Wärmepumpe. Während der ersten Projektphase handelte es sich bei der sekundärseitigen Speicherlösung um zwei separate Speicher für Heizung und Brauchwarmwasser (siehe Abbildung 2 und Abbildung 3). In der zweiten Projektphase wurde diesem Zwei-Speicher-Modell ein Kombi-Modell mit nur einem sekundärseitigen Speicher gegenübergestellt (siehe Abbildung 6). Auf Seite des Heizungssystems wurde untersucht, wie die Komponenten des Systems L-Sol optimal ausgelegt werden sollten und das System wurde Vergleichssystemen gegenübergestellt. Stromseitig wurden hauptsächlich die Grössen Netzbezug und Eigenverbrauch untersucht.

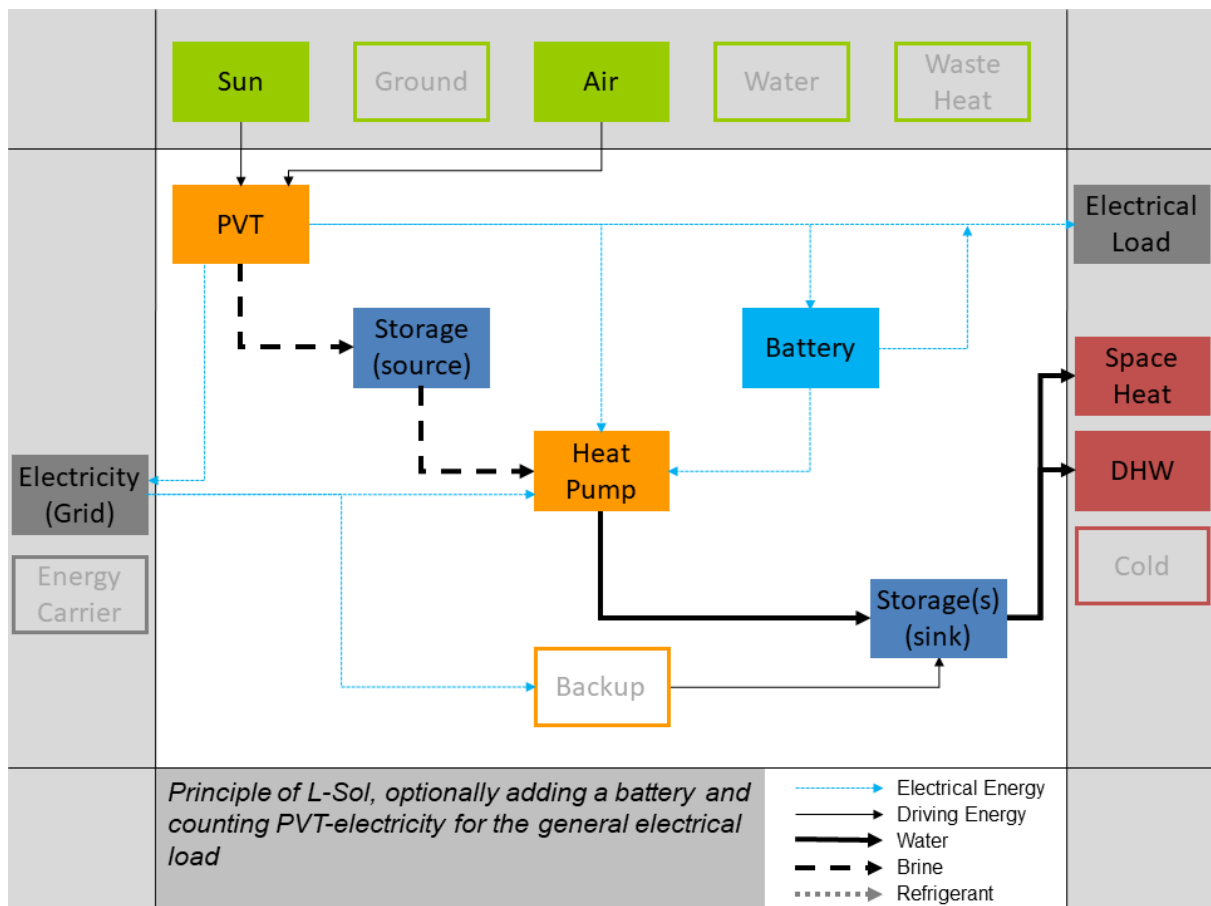


Abbildung 2: Systemdarstellung des Systems L-Sol nach den Richtlinien, die im «SHC-IEA Task 60, PVT Systems», beschlossen wurden (basierend auf Frank et al. [7]). Als Umgebungswärme-Quelle dienen Sonne und Luft (grün), PVT-Kollektoren erzeugen Strom und gewinnen Wärme, eine Wärmepumpe erzeugt das erforderliche Temperaturniveau (orange). Thermische Speicher sind in dunkelblau und elektrische Energie in hellblau dargestellt.

Die PVT-Kollektoren als alleinige Wärmequelle liefern Wärme in den KW-Speicher, welcher als Quelle für eine Sole-Wasser Wärmepumpe dient. Um eine bessere Nutzung der PVT-Wärme im Sommer zu gewährleisten, wurde zusätzlich eine Möglichkeit zur direkten Wärmeübertragung vom KW-Speicher in

L-Sol: Heizungssystem mit PVT als Quelle für eine Wärmepumpe

den Brauchwarmwasserspeicher eingebaut und deren Zusatznutzen im Rahmen der Systemoptimierungen überprüft. Dieser zusätzliche Kreislauf für die direkte Erwärmung des Brauchwarmwassers wird nachfolgend der Einfachheit halber Vorerwärmungskreislauf genannt. Sowohl der Heizungs-Pufferspeicher als auch der Warmwasserspeicher enthalten jeweils einen elektrischen Heizstab (in Phase 2 auch im Kombispeicher) zur Sicherstellung der Wärmeversorgung. Der PVT-Kreislauf sowie der KW-Speicher sind mit einem Glykol/Wasser-Gemisch (33 % Glykol) gefüllt, um den Betrieb bis zu einer Fluidtemperatur von $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu gewährleisten. Die Systemtrennung mittels Wärmeübertrager zwischen dem PVT-Kreislauf und dem KW-Speicher bewirkt, dass lediglich ein kleiner Anteil des Glykol/Wasser-Gemischs den erhöhten Temperaturen in den PVT-Kollektoren ausgesetzt ist und dabei eine erhöhte Belastung erfährt¹. Damit ein weiteres Abkühlen und damit das Risiko der Eisbildung im System zu verhindert werden kann, werden die beiden verbauten Heizstäbe mit 3 resp. 6 kW elektrischer Leistung dann zugeschaltet, wenn diese untere Grenztemperatur im KW-Speicher erreicht wird und zusätzlicher Wärmebedarf besteht. Weitere verwendete Einstellungen und Komponenten sind in Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang beschrieben. Das Hydraulikschema für das Grundsystem ist in Abbildung 3 dargestellt.

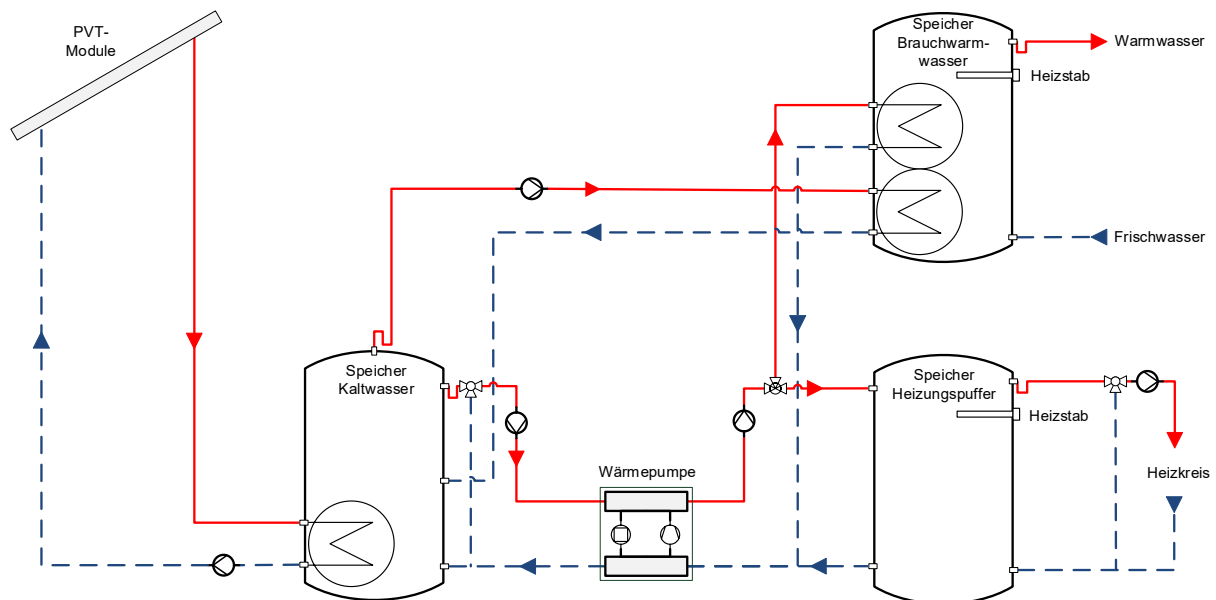


Abbildung 3: Hydraulikschema zum System L-Sol mit zwei warmseitigen Speichern für Heizung und Brauchwarmwasser.

2.1.2 Gebäudestandards (Heizenergiebedarf), Heizungssysteme und Wärmebedarf für Brauchwarmwasser

In den nachfolgenden Abschnitten wird beschrieben, wie bei der Modellierung des Gebäudes und des damit zusammenhängenden Energiebedarfs vorgegangen wurde. Für den Heizwärmebedarf wurden verschiedene Varianten untersucht, die Soll-Temperatur und der Brauchwarmwasserbedarf wurden nicht variiert.

Verwendetes Gebäudemodell in Polysun und Heizwärmebedarf

Für die Simulationen in Polysun wurde auf das vereinfachte quasi-dynamische Gebäudemodell zurückgegriffen. Dieses Modell lässt eine Gebäudebeschreibung auf Nutzenergieebene zu und verzichtet auf die Angabe detaillierter Verbrauchswerte. Dabei werden dynamische Gebäudeeigenschaften wie z.B. der Solarertrag mitberücksichtigt. Die Gebäudedefinition erfordert entsprechend zwei Eingabeparamete-

¹ In einem späteren Optimierungsschritt wurde die Notwendigkeit der Systemtrennung neu bewertet und entschieden, dass aufgrund der geringen Stagnationstemperaturen in den unabgedeckten PVT-Kollektoren auf die Systemtrennung verzichtet werden kann. Dies zugunsten einer geringeren Komplexität und einer grösseren Systemeffizienz (siehe Abschnitte 2.2.3 und 3.2.3).



ter, die Energieverluste (Transmissions- und Lüftungs- bzw. Infiltrationsverluste) und den Heizwärmebedarf. Als Wert für die Energieverluste wurde jeweils der zweifache Heizwärmebedarf der betrachteten Gebäudekategorie verwendet. Dies entspricht der von Polysun empfohlenen Vorgehensweise [8].

Bei der Festlegung der Gebäudestandards für die Systemsimulationen in der ersten Projektphase wurde von den Energiebedarfswerten «Zielwert», «Standardwert» und «Bestandswert» aus dem Merkblatt SIA 2024 [9] ausgegangen (siehe Tabelle 1).

	Spezifischer jährlicher Heizwärmebedarf (kWh/m ²)
Zielwert	17.2
Standardwert	28.8
Bestandswert	172.7

Tabelle 1: Ziel-, Standard- und Bestandswert zum Heizwärmebedarf von EFH nach SIA-Merkblatt 2024 [9].

Auf Grundlage dieser Werte wurden für die Simulationsanalyse in Phase 1 ein Neubau mit einem Heizwärmebedarf von 20 kWh/m² im Jahr und ein sanierter Altbau (II) mit einem Heizwärmebedarf von 100 kWh/m² im Jahr definiert. Für eine beheizte Fläche von 150 m² ergeben sich damit pro Jahr die Heizwärmebedarfe, die Tabelle 2 zu entnehmen sind. In der zweiten Projektphase lag der Fokus ausschliesslich auf sanierten EFH. Betrachtet wurde dabei jedoch ein höherer Sanierungsgrad der Gebäudehülle. Das besser gedämmte Gebäude (Altbau, saniert I) hatte einen spezifischen Heizwärmebedarf von 67 kWh/m²/a. Der Wechsel erfolgte zu Beginn der Phase 2.1.

	gesamter jährlicher Heizwärmebedarf (kWh)	spezifischer jährlicher Heizwärmebedarf (kWh/m ²)	Betrachtung in Projektphase
Neubau	3'000	20	1
Altbau, saniert I	10'000	67	2.1
Altbau, saniert II	15'000	100	1

Tabelle 2: Definition des Heizwärmebedarfs für die drei Gebäude in der Simulationsstudie.

Soll-Raumtemperatur und Heizsysteme

Die Soll-Raumtemperatur wurde jeweils auf 20 °C festgelegt. Eine Nachtabenkung ist in den Modellen nicht implementiert. Als Heizelement wurde während der Phase 1 eine Fussbodenheizung (VLT 40 °C) für Neubauten und Konvektoren (VLT 60 °C) für Altbauten eingesetzt. Mit dem Wechsel des Gebäudestandards erfolgten die Optimierungsuntersuchungen in Phase 2.1 ausschliesslich mit der Konvektorheizung. In Phase 2.2 wurden aufgrund von Rückmeldungen aus der Begleitgruppe nach den Systemoptimierungen wieder ein Fussbodenheizungssystem und ein Radiator-System mit reduzierten, praxisnäheren VLT von 35 °C resp. 55 °C betrachtet.

Wärmebedarf Brauchwarmwasser

Der Brauchwarmwasserbedarf wurde auf der Grundlage des einfachen Standards nach SIA 385/2 [10] mit einem Durchschnittsbedarf von 40 l pro Person und Tag und einer Warmwassertemperatur von 60 °C festgelegt. Bei einer Zapftemperatur von 50 °C, wie sie in der vorliegenden Arbeit Verwendung fand, entspricht dies rund 50 l/Tag. Für eine vierköpfige Familie ergibt sich entsprechend ein jährlicher Energiebedarf von 3'392 kWh für die Bereitstellung des Brauchwarmwassers. Anstelle eines Verbrauchsprofils wurde das standardmässig bereitgestellte Tagesprofil «Tagesspitzen» verwendet, wobei keine Abwesenheiten berücksichtigt wurden.



2.1.3 Verwendete Systemkomponenten

Die Simulationen wurden wo immer möglich mit den gleichen Komponenten durchgeführt, welche in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben sind. Wo Komponenten im Laufe des Projekts geändert wurden, ist dies im Text erwähnt und begründet.

Wärmepumpe für das Grundsystem

Wärmepumpen für haustechnische Systeme werden bei kleineren Standardanwendungen (z.B. Wärmepumpensysteme in EFH) vor allem nach ihrer Leistung an definierten Betriebspunkten ausgewählt. Sicherlich spielen auch mögliche Minimaltemperaturen eine Rolle. Zur optimalen Auslegung eines Systems müssten die auftretenden Primärkreis- und Sekundärkreis-Temperaturen möglichst genau abgeschätzt und eine Wärmepumpe mit optimal ausgelegten Komponenten (Wärmetauscher auf Primär- und Sekundärseite, Kompressor, Expansionsventil) ausgewählt werden. Bei dem Systemvergleich in Phase 1 wurde für alle Sole-Wasser-Wärmepumpensysteme (2-Sol, L-Sol und Eisspeicher) dieselbe Wärmepumpe verwendet. Zur Vergleichbarkeit mit dem LWWP-System wurden in Polysun Luft-Wasser-Wärmepumpen mit ähnlicher Leistung vom gleichen Hersteller ausgewählt. Eine genauere Betrachtung der Vergleichbarkeit findet sich in Abschnitt 3.5 des Jahresberichts 2018 [6].

Die Systemsimulationen für das in Phase 1 betrachtete Grundsystem wurden mit einer Wärmepumpe des Typs «Vitocal 300-G, BG(S) 301.B13» durchgeführt. In einem ersten Optimierungsschritt wurde in Phase 2 unter anderem die Heizleistung der Wärmepumpe reduziert (vgl. Abschnitt 2.2.1) und auf das Modell «Vitocal 300-G, BG(S) 301.B10» gewechselt.

Thermische Speicher

Die verwendeten thermischen Speicher (12 Schichten) weisen sowohl am Mantel als auch am Deckel eine 100 mm und am Boden eine 80 mm starke Polyurethan-Dämmung ("PU hart" mit einer Wärmeleitfähigkeit von 0.03 W/mK) auf und verfügen über syphonierte Stützen (Anschlussverluste 2 W/K). Von der Syphonierung ausgenommen sind die Stützen in der untersten Speicherschicht. Neue Wärmespeicher sind besser isoliert, sodass die Wärmeverluste des Speichers bei den Simulationen eher überschätzt werden. Die eher geringe Isolation wurde gewählt, um auch Anwendungsfälle zu berücksichtigen, bei denen ein Heizungsersatz gemacht wird und der Heizungspuffer- und/oder der BWW-Speicher der alten Heizung beibehalten wird. Eine Vergleichssimulation für ein 10-MWh-Haus hatte gezeigt, dass die verschiedenen Dämmdicken (100 mm gegenüber 140 mm) zu einem Stromverbrauchsunterschied in der Größenordnung von lediglich 25 kWh pro Jahr führen.

PVT-Kollektoren

Neben den originalen unverglasten PVT-Kollektoren "Meyer Burger Hybrid 270/900" wurden auch nachgerüstete Kollektoren in den Simulationen eingesetzt. Der Grund für den Einbezug nachgerüsteter Kollektoren ist der derzeit hohe Preis von im Handel verfügbaren PVT-Kollektoren. Nachgerüstete Kollektoren könnten auf der Kostenseite einen grossen Vorteil bieten. Das Modell der nachgerüsteten Kollektoren wurde auf der Grundlage des in Polysun implementierten PVT-Modells und Daten des PVT-Messstands (siehe Kapitel 2.1.7) erstellt.

Während Phase 1 wurde ein Anstellwinkel von 20 ° verwendet. Im ersten Begleitgruppentreffen und beim zwischen-Review mit dem Bundesamt für Energie (BFE) wurde beschlossen, dass der Fokus in der zweiten Projektphase auf sanierten EFH liegen soll. Aus diesem Grund erfolgte eine Änderung des bisherigen Anstellwinkels während dem ersten Teil der Projektphase 2.1 auf 30°. Dies bildet die Realität bei bestehenden EFH besser ab.



2.1.4 Vergleichssysteme

Um die Effizienz des Systems L-Sol beurteilen und einordnen zu können, wurde das System mit drei anderen gängigen Wärmepumpen-Systemen verglichen:

- LWWP-System
- 2-Sol, eine Kombination von Wärmepumpe, PVT-Kollektoren und (regenerierten) Erdwärmesonden
- Eisspeicher in Kombination mit Wärmepumpe und PVT-Kollektoren

Die Vergleichssysteme, die ebenfalls Solarwärme nutzen, enthalten wie L-Sol PVT-Kollektoren und keine typischen Solarthermie-Kollektoren. Das LWWP-System enthält eine PV-Anlage mit der gleichen installierten elektrischen Leistung wie die PVT-Anlagen der anderen Systeme.

Bezüglich des Systemaufbaus ist das L-Sol-System dem Eisspeicher-System am ähnlichsten. Anstelle eines Eisspeichers, der als saisonaler Speicher ausgelegt wird, ist bei L-Sol ein gewöhnlicher Wasserspeicher als Kurzzeitspeicher ins System integriert. Dieser ist mit demselben Glykol-Wasser-Gemisch gefüllt wie der PVT-Kreislauf. Auf die Ausnutzung der latenten Wärme beim Phasenübergang von flüssig zu fest wird im L-Sol-System zugunsten eines kleineren Speichervolumens verzichtet. Im Gegensatz zum Eisspeicher, der meist ausserhalb des Gebäudes eingegraben wird, soll der Speicher im System L-Sol im Heizungsraum Platz finden.

2-Sol ist ebenfalls ein System mit saisonalem Speicher. Hier fungieren die Erdwärmesonden bzw. das Erdreich um die Sonden herum als saisonaler Speicher, indem mit der PVT-Wärme im Sommer die Temperatur im Erdreich angehoben wird (bzw. auf den unbelasteten Zustand vor Nutzung der Sonden regeneriert). Auch hier sind gegenüber L-Sol höhere Quelltemperaturen im Winter und niedrigere Quelltemperaturen im Sommer zu erwarten.

Ein LWWP-System enthält keinen quellseitigen Speicher, sondern nutzt die aktuelle Aussentemperatur als Wärmequelle. Der Nachteil ist, dass im Winter sehr tiefe Quelltemperaturen auftreten können und an kalten, sonnigen Tagen der Energieeintrag aus der Sonnenstrahlung nicht direkt genutzt werden kann. Dies ist der zu erwartende Vorteil des Systems L-Sol gegenüber einem LWWP-System. Mit dem L-Sol-System kann die Sonneneinstrahlung, auch bei kalten Temperaturen im Winter, für das Heizungssystem genutzt werden.

Um die Kosten des Systems L-Sol zu senken, wurden am Ende von Phase 1 zudem auch Varianten mit unterschiedlicher Anzahl an PVT-Kollektoren oder nachgerüsteten Kollektoren eingesetzt. Damit trotzdem das gesamte Dach zur Erzeugung von erneuerbaren Energien genutzt werden kann, wurden die aus Kostengründen entfernten PVT-Kollektoren durch PV-Module ersetzt. Entsprechend wurden zusätzlich zum Grundsystem folgende Varianten den Vergleichssystemen gegenübergestellt:

- L-Sol kostenoptimiert: 20 PVT-Kollektoren und 10 PV-Module installiert
- L-Sol nachgerüstet: 30 nachgerüstete PVT-Kollektoren
- L-Sol Kombi: 20 nachgerüstete PVT-Kollektoren und 10 PV-Module

2.1.5 Definition zentraler Kenngrössen

Für die Vergleiche mit anderen Systemen sowie für die weitere Optimierung wurden Kenngrössen wie die Systemjahresarbeitszahl (SJAZ), der gesamte Stromverbrauch, der Netzbezug, die Netzaufwandszahl oder der Autarkiegrad verwendet. Einige dieser Grössen sind selbsterklärend, die anderen sind im Folgenden nach dem Polysun-Handbuch [8] definiert:

- **SJAZ:** Die Systemjahresarbeitszahl (SJAZ) ist definiert durch die jährlich von den Wärmeerzeugern an das Fluid abgegebene Wärme (ohne Solarthermie) geteilt durch den elektrischen Verbrauch der Wärmeerzeuger und dem parasitischen Verbrauch für Pumpen etc., jedoch nicht der Heizkreispumpe:



$$SJAZ = \frac{Q_{aux}}{E_{aux} + E_{par} - E_{par,Heizkreispumpe}}$$

Q_{aux} : Energie der Wärmeerzeuger an das Fluid

E_{aux} : Elektrische Energieaufnahme der Wärmeerzeuger

E_{par} : Hilfs- oder parasitische Energie (Pumpen)

$E_{par,Heizkreispumpe}$: Hilfs- oder parasitische Energie der Heizkreispumpe

- **Gesamter Stromverbrauch:** Unter dem gesamten Stromverbrauch ist der Stromverbrauch sämtlicher Wärmeerzeuger und Pumpen zusammengefasst, inklusive der Pumpen für den Heizkreis. Beinhaltet die Simulation ein elektrisches Haushaltsverbrauchsprofil, so fließt auch dieses in den Gesamtverbrauch ein.
- **Netzaufwandzahl:** Die Netzaufwandzahl berechnet sich aus dem Verhältnis des vom Netz bezogenen Stroms und des insgesamt (im Heizungssystem, inkl. Pumpenstrom) verbrauchten Stroms. Je tiefer diese Kennzahl ist, umso mehr von der PV-Anlage produzierter Strom wird vom Heizungssystem direkt verbraucht.
- **Autarkiegrad:** Der Autarkiegrad berechnet sich aus dem Verhältnis des Eigenverbrauchs zum gesamten Stromverbrauch.

2.1.6 Standortvergleiche

In der ersten Projektphase wurde das System L-Sol für zwei Standorte getestet: Rapperswil im Schweizer Mittelland und das etwas wärmere und sonnigere Locarno im Tessin. Für diese Standortvergleiche wurde das Gebäude anders definiert als für die anderen Simulationen. Würde man das Gebäude an verschiedenen Standorten rein über den jährlichen Heizwärmebedarf definieren, so bestünde das Problem, dass man am warmen Standort ein deutlich schlechter isoliertes Gebäude betrachten würde als am kälteren Standort. Aus diesem Grund wurde für den Standortvergleich ein Neubau-Gebäude aus dem Polysun-Standard-Katalog ausgewählt.

In der zweiten Projektphase wurden zur Erstellung der Dimensionierungsrichtlinien verschiedene weitere Standorte betrachtet. Eine genauere Beschreibung des Vorgehens und der Standort-Auswahl findet sich in Abschnitt 2.3.1.

2.1.7 PVT-Messstand

Begleitend wurden während des Projektes Messungen am PVT-Messstand aufgenommen und Daten des Betriebs seit 2016 analysiert. Der Messstand besteht aus zwei Kollektorfeldern mit je zwei PVT-Kollektoren, einem thermischen Speicher (inkl. elektrischem Heizstab), einer Wärmepumpe und einem Aussenluft-Rückkühler zur Abgabe überschüssiger Wärme (siehe Abbildung 4). Gemessen wurden Vor- und Rücklauftemperaturen, Fluid-Durchsatz beider Kollektorfelder, Aussentemperatur, Globalstrahlung in Kollektorebene, langwellige Abstrahlung in Kollektorebene sowie Wetterdaten wie Wind, Feuchte und Temperatur über eine kleine Klimastation. Ausserdem wurde der elektrische Ertrag der Kollektoren gemessen.

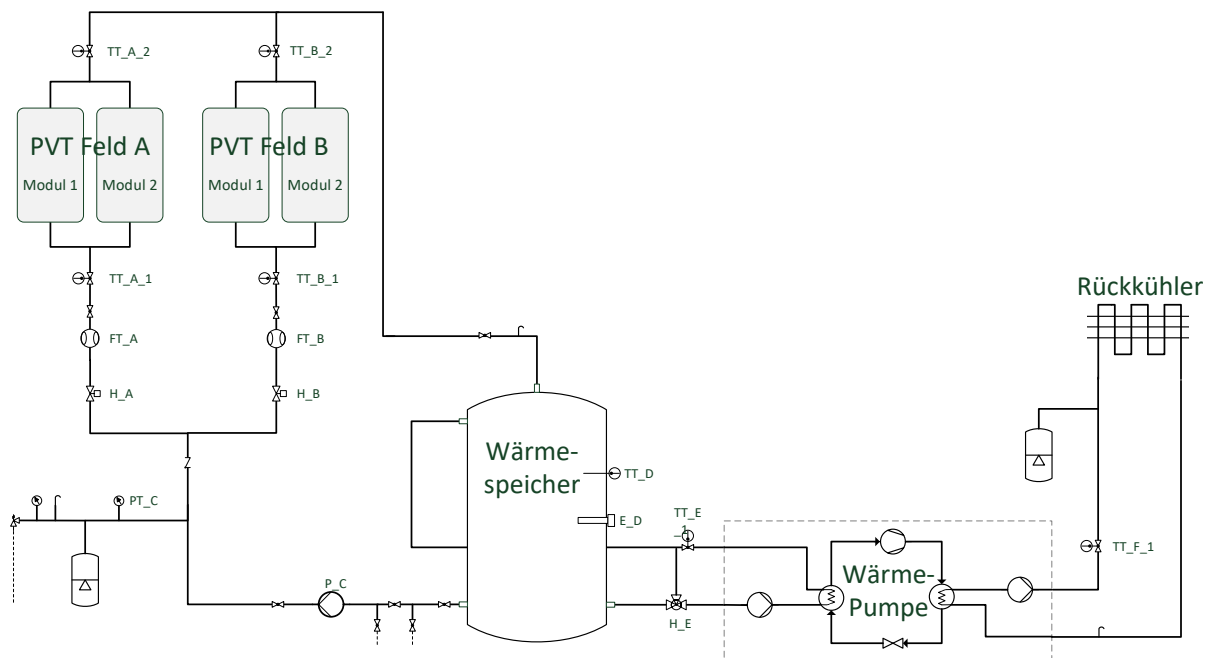


Abbildung 4: Schema des PVT-Messstandes. Im Wärmespeicher wird die thermische Energie aus den PVT-Kollektoren gespeichert. Die Wärmepumpe kann in beide Richtungen betrieben, also zum Heizen und Kühlen eingesetzt werden. Damit ist es möglich, entweder eine bestimmte Last zu simulieren oder die Speichertemperatur und damit die VLT der PVT-Kollektoren konstant zu halten. Die beiden Kollektorfelder werden einzeln gemessen und sind vom Versuchsaufbau her identisch, sodass direkte Vergleiche angestellt werden können.

Zusätzlich zu originalen, auf dem Markt vorhandenen PVT-Kollektoren, wurden auch die Nachgerüsteten im direkten Vergleich zu den Originalen am PVT-Messstand gemessen. Der Vorteil des direkten Vergleichs sind die identischen Bedingungen. Es wurde untersucht, wie sich die nachgerüsteten in ihrer thermischen Leistung von originalen PVT-Kollektoren unterscheiden. Dies bietet eine Entscheidungsgrundlage, ob nachgerüstete PVT-Kollektoren in einem System wie L-Sol eine mögliche Alternative darstellen. Eine genauere Beschreibung des Nachrüstens und der Messungen findet sich im Abschnitt 3.6 des Jahresberichts 2018 [6].

2.1.8 Ökonomische Bewertung und Nutzwertanalyse

Um die Heizungssysteme ökonomisch zu bewerten, wurden sowohl statische als auch dynamische Berechnungsvarianten verwendet. Beim statischen Verfahren wird nicht berücksichtigt, zu welchem Zeitpunkt die Kosten und Einnahmen anfallen. Die verwendete Kapitalwertmethode entspricht dem Gewinn resp. Verlust nach 20 Jahren Betrieb des Heizungssystems. Bei der dynamischen Berechnung mittels Nettobarwert werden Einnahmen und Ausgaben, welche zu einem späteren Zeitpunkt getätigt werden, mit einem internen Zinssatz (Annahme: 3 %) abgezinst. Wie der Kapitalwert zeigt der Nettobarwert den Gewinn resp. Verlust der Heizungssysteme nach 20 Jahren. Die Annuitätenmethode ist ebenfalls eine dynamische Berechnungsart. Sie zeigt wie hoch die jährlichen Zahlungen für das System wären, wenn dieses konstant über die Nutzungsdauer der Komponenten abbezahlt würde.

Um neben ökonomischen Aspekten weitere zu bewerten, wurde eine Nutzwertanalyse durchgeführt. Die Nutzwertanalyse wird verwendet, um unterschiedliche Systeme mit vielen Vor- und Nachteilen zu vergleichen und eine Rangierung der Systeme vorzunehmen. Dazu werden in einem ersten Schritt Hauptkategorien definiert, welche die wichtigsten Eigenschaften der Systeme beinhalten. Diese Kategorien waren im vorliegenden Fall die Ökologie für Umweltaspekte, die Ökonomie für wirtschaftliche Aspekte sowie technische Aspekte, welche die Systeme gegenseitig unterscheiden. Weiter sind die



Hauptkategorien in Unterkategorien aufgeschlüsselt, welchen ein Nutzwert zugewiesen wird. Der Nutzwert liegt zwischen null und eins und zeigt an, wie gut das jeweilige System die Anforderungen der jeweiligen Unterkategorie erfüllt.

Durch die Gewichtung der Haupt- und Unterkategorien kann individuell bestimmt werden, wie stark einzelne Kategorien das Resultat beeinflussen sollen. Die gewichteten Nutzwerte werden danach aufsummiert, um eine Rangfolge der verschiedenen Systeme zu erhalten. Das System mit den meisten Punkten erfüllt die gewünschten Anforderungen an das Heizsystem am besten.

Die durchgeführte Nutzwertanalyse enthielt folgende Unterkriterien:

Stromverbrauch: Der Stromverbrauch der verschiedenen Heizsysteme wurde als ökologisches Kriterium verwendet. Je tiefer der Stromverbrauch ist, desto geringer sind die negativen ökologischen Auswirkungen in der Betriebsphase des Heizsystems.

Stromproduktion: Die Stromproduktion wurde ebenfalls als ökologisches Kriterium verwendet. Je höher die Stromproduktion, desto weniger Strom aus nicht erneuerbaren Quellen wird benötigt um die Stromnachfrage in der Schweiz zu decken.

Investitionskosten: Die Investitionskosten wurden als ökonomisches Kriterium eingeschlossen, da die am Anfang entstehenden Kosten beim Ersatz eines Heizsystems oft als Grundlage herangezogen werden, um zwischen verschiedenen Systemen entscheiden zu können.

Kapitalwert (statisch): Der Kapitalwert wurde als ökonomisches Kriterium verwendet, um eine Gesamtbetrachtung aller Kosten und Einnahmen über 20 Jahre in die Bewertung einfließen zu lassen.

Annuität (dynamisch): Die über 20 Jahre aufsummierte Annuität wurde ebenfalls als ökonomisches Kriterium verwendet. Da in der Summe der Annuitäten auch der Restwert von langlebigen Anlagenkomponenten berücksichtigt wird, wurde die Annuität dem Nettobarwert vorgezogen.

Geräuschemissionen: Geräuschemissionen können störend sein und zu Konflikten mit Nachbarn führen, weswegen sie in der Nutzwertanalyse unter den technischen Aspekten bewertet wurden.

Bewilligungsverfahren: Nicht jedes System ist an allen Standorten möglich, einige setzen eine Bewilligung voraus. Diese Einschränkung floss in die Bewertung der technischen Aspekte ein.

Platzbedarf: Der benötigte Platz für das Heizsystem ist ein wichtiger Faktor, da dieser je nach Gebäude und Lage beschränkt sein kann.

Die Gewichtung der Haupt- und Unterkategorien ist in Abbildung 5 gezeigt. Der Stromverbrauch wurde deutlich höher gewichtet als die Stromproduktion. Dies Aufgrund der Tatsache, dass der Stromverbrauch oft in Zeiten anfällt, in denen erneuerbarer Strom in der Schweiz knapp ist. Dies ist vor allem im Winter der Fall. Die Stromproduktion fällt dann an, wenn die Sonne scheint und somit dann, wenn im Schweizer Energiesystem tendenziell mehr erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.



	Gewichtung		Gewichtung
Ökologie	33 %	Stromverbrauch	75 %
		Stromproduktion	25 %
Ökonomie	33 %	Investitionskosten	33 %
		Kapitalwert nach 20 Jahren	33 %
		Annuität nach 20 Jahren	33 %
Technische Aspekte	33%	Geräuschemissionen	33 %
		Bewilligungsverfahren	33 %
		Platzbedarf	33 %

Abbildung 5: Gewichtung der drei Hauptkriterien und der Unterkriterien für die Nutzwertanalyse.

2.2 Phase 2.1: Optimierung des Systems

Das in Phase 1 erarbeitete und in Kapitel 2.1 beschriebene System wurde in Phase 2.1 in mehreren Schritten hinsichtlich der Systemeffizienz, des Netzbezuges sowie der Systemgrösse und -komplexität optimiert. Zu Beginn von Phase 2 erfolgte ein Versions-Update von Polysun von 10.2 auf 11.0 (Version 11.0.15.27801) und damit verbunden auch eine Umstellung von MeteoNorm 6.0 auf 7.2, um die Aktualität der Wetterdaten zu gewährleisten. Die Änderungen bei den Wetterdaten flossen entsprechend im ersten Schritt der Phase 2 ein.

Die Optimierung des Systems lässt sich grob in drei Schritte unterteilen, welche je in einem separaten Unterkapitel beschrieben sind. In einem ersten Schritt wurden anhand von Parameterstudien die Dimensionierung der Systemkomponenten verbessert, der Einsatz eines Kombi-Speichers anstelle von zwei einzelnen Speichern auf der Sekundärseite geprüft und die Steuerungsbedingungen angepasst (Kapitel 2.2.1). Ein Kombispeicher anstelle von zwei einzelnen Speichern für Heizung und Brauchwarmwasser wurde eingeführt, um den Platzbedarf zu reduzieren. Bei vergleichsweise hohen VLT für die Heizung (Radiatoren) ist eine Kombination beider Speicher wegen der ähnlichen Temperaturniveaus von Heizung und Warmwasser relativ unkritisch. Bei Betrachtung einer Fussbodenheizung mit sehr geringen VLT muss eine gute Schichtung der Temperatur im Speicher sichergestellt sein. In den Simulationen ist diese gegeben, für eine Umsetzung in der Praxis ist Erfahrung erforderlich.

Auf dieser Grundlage erfolgte eine Potenzialbestimmung zur Reduktion des Netzbezuges durch gezieltes Überhitzen der warmseitigen Speicher (Kapitel 2.2.2) sowohl für die Zwei-Speicher- als auch für die Kombi-Variante. Ergänzend dazu wurde der Effekt einer nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers untersucht. In einem letzten Schritt wurde in Kapitel 2.2.3 die effizienteste Systemvariante so weit wie möglich reduziert, um den Einsatz auch bei geringen Platzverhältnissen zu gewährleisten und eine möglichst einfache Installation zu ermöglichen.

Weiter erfolgte eine Betrachtung des Einflusses einer elektrischen Batterie auf den Netzbezug und den Eigenverbrauch (Abschnitt 2.2.5), sowie eine Option zum passiven Kühlen (Kapitel 2.2.6).



2.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung in Bezug auf die Systemeffizienz

Ziel des ersten Schrittes in der Optimierungsphase war eine Erhöhung der Systemeffizienz durch eine verbesserte Dimensionierung der Systemkomponenten und die Optimierung der einzelnen Steuerungen. Dazu wurden entsprechende Parameterstudien sowohl für die Variante mit zwei sekundärseitigen Speichern (Abbildung 3) als auch für eine, in Abbildung 6 dargestellte, neue Variante mit nur einem sekundärseitigen Speicher durchgeführt.

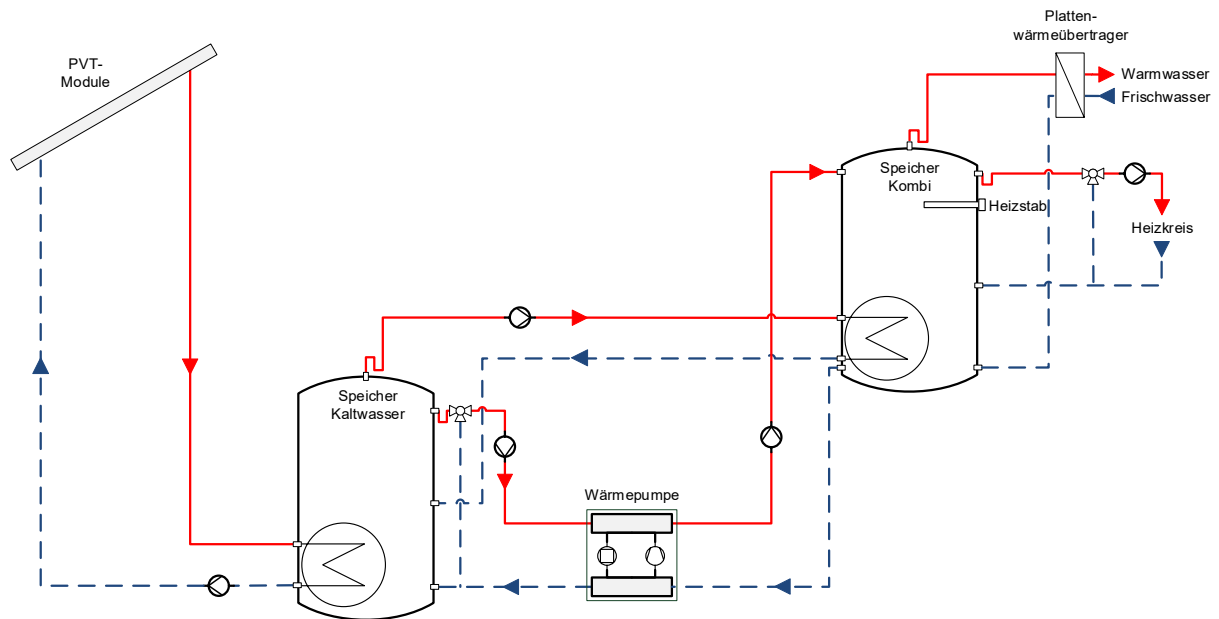


Abbildung 6: Hydraulikschema zum System L-Sol mit einem Kombi-Speicher und Brauchwarmwasser-Bereitstellung über eine Frischwasserstation.

Folgend sind die betrachteten Massnahmen aufgeführt:

Komponenten und Steuerungsart

- Anpassung der Wendelwärmeübertrager- und Speichergrossen (sekundärseitig)
- Einführung einer Hysterese für die Wärmepumpe und die Heizstäbe bei $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Änderung der Messschicht für die Einschalttemperatur zur Brauchwarmwasserbereitstellung
- Reduktion der Heizleistung der Wärmepumpe (von 13 auf 10 kW)

Steuergrössen

- Anpassung der Hysteresebedingungen im PVT- und Vorerwärmungs-Kreislauf
- Anpassung des spezifischen Durchsatzes im PVT- und Vorerwärmungs-Kreislauf

Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang geben einen Überblick über die geänderten Einstellungen nach der Systemoptimierung zu Beginn der zweiten Phase. Diese wurden für alle weiteren Untersuchungen verwendet, sofern nichts anderes angegeben wird.

2.2.2 Systemoptimierung zur Senkung des Netzbezuges – Überhitzen und nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers

Für die Erreichung der Klimaziele werden erneuerbare Energiequellen einen grösseren Anteil der schweizerischen Stromproduktion ausmachen müssen. Gerade Photovoltaik und Windenergie liefern



jedoch nicht konstant Strom, sondern sehr unregelmässig und kaum regulierbar. Neben der Speicherung von Überschüssen wird ein netzdienlicher Strombezug zukünftig von immer grösserer Bedeutung sein.

Heizungssysteme mit Wärmepumpe und Pufferspeicher bieten die Möglichkeit, überschüssigen Strom zu nutzen und in Form von thermischer Energie zwischenspeichern. Für erweiterte Möglichkeiten bei der Steuerung der Wärmepumpe werden bereits heute Modelle mit zusätzlichen Steuerungseingängen zur Verfügung gestellt (SG-Ready Label). Damit kann die Wärmepumpe nicht nur rein nach dem thermischen Bedarf des Gebäudes gezielt ein- oder ausgeschaltet werden, sondern auch zu netzdienlichen Zeiten. Gemäss der Beschreibung zu SG-Ready sind folgende Betriebszustände üblich [11]:

- **Betriebszustand 1:** Durch Energieversorgungsunternehmen vorgeschriebene Sperrzeit
- **Betriebszustand 2:** Normalbetrieb
- **Betriebszustand 3:** In diesem Betriebszustand läuft die Wärmepumpe innerhalb des Reglers im verstärkten Betrieb für Raumheizung und Warmwasserbereitung.
- **Betriebszustand 4:** Definitiver Anlaufbefehl mit der Möglichkeit veränderter Sollwerte, insofern dieser im Rahmen der Regeleinstellungen möglich ist.

Die zusätzlichen Steuerungseingänge 3 und 4 lassen sich in Verbindung mit eigenproduziertem PV-Strom auch zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und damit zur Verringerung des Netzbezuges nutzen. Dazu wird der Normalzustand der Wärmepumpe, der durch eine bedarfsgeregelte Standard-Steuerung definiert wird, übersteuert, um bei einem Überschuss an PV-Strom die Wärmepumpe gezielt einzuschalten. Der Normalzustand kann nur übersteuert werden, wenn die Komfortbedingungen nicht verletzt werden und der Speicher eine definierte Temperaturgrenze noch nicht erreicht hat.

Während der Betriebszustand 3 in den Simulationen dazu verwendet wird, eine nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers für den Heizungspufferspeicher umzusetzen, wird der Betriebszustand 4 für das Überhitzen der warmseitigen Speicher verwendet, falls ausreichend Strom aus der PVT-Anlage vorhanden ist. Die dazu notwendige Steuerung wurde in Matlab R2018a programmiert und per Plugin-Schnittstelle mit Polysun verbunden. Auch für die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers wurde die Matlab-Plugin Steuerungsschnittstelle verwendet.

Überhitzen für einen tieferen Netzbezug

Für den Ein- und Ausschaltbefehl zum Überhitzen wurde ein Grenzwert F resp. G (siehe folgende Formel) in Bezug auf die Netzeinspeisung festgelegt. Liegt die Netzeinspeisung über dem Grenzwert F, wird die Wärmepumpe forciert eingeschaltet. Anschliessend läuft die Wärmepumpe so lange, bis eine Grenztemperatur im Speicher erreicht wird oder die Einspeiseleistung unter den Grenzwert G sinkt.

$$F \text{ und } G = \frac{P_{PV} - P_{\text{Verbraucherprofil}}}{P_{\text{Nenn,WP}}}$$

Solange die Einschaltbedingung zum Überhitzen erfüllt ist, wird die Speichertemperatur zwischen der ursprünglichen Zieltemperatur (55 °C für das Brauchwarmwasser und 65 °C für das Heizwarmwasser) und der Grenztemperatur beim Überhitzen gehalten. Die Temperatur im Warmwasser-Speicher ist beim Überhitzen auf 65 °C begrenzt, im Heizungspuffer-Speicher liegt die Grenztemperatur bei 70 °C.

Für die Grenzwerte F (0.8, 1.0, 1.2 und 1.4) und G (0.1, 0.3, 0.5, und 0.7) wurden jeweils sämtliche Kombinationen für unterschiedliche Speichergrössen und deren Kombinationen simuliert. Primärseitig wurden Speichergrössen von 2'000, 1'500 und 1'000 l betrachtet. Sekundärseitig erfolgte jeweils eine Steigerung um 200 l solange sich damit der Netzbezug reduzieren liess oder der gesamte Stromverbrauch nicht um mehr als 5 % anstieg.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers für eine bessere Systemeffizienz

Eine weitere Möglichkeit den Netzbezug zu reduzieren besteht in der Einführung einer nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers. Damit wird der Betrieb der Wärmepumpe in jene Tageszeit verschoben, welche solare Einstrahlung und höhere Umgebungstemperaturen erwarten lässt als wäh-

rend der Nacht resp. den frühen Morgenstunden. Das Prinzip der nächtlichen Betriebssperre ist in Abbildung 7 exemplarisch dargestellt. Während der nächtlichen Beladungssperre wird der Heizpuffer-Speicher bis auf 30 °C abgekühlt. Dies bedeutet, dass zusätzlich zur Verschiebung des Heizbetriebes in eine thermisch günstigere Tageszeit auch mehr Wärme während dieser Zeit erzeugt werden muss. Damit verlängert sich die Betriebszeit für die Heizung der thermisch günstigeren Tageszeit. Sollte das Gebäude in der Nacht zu stark abkühlen (Raumtemperatur unter 20 °C), wird die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers übergangen und die Wärmepumpe in den Normalbetrieb versetzt.

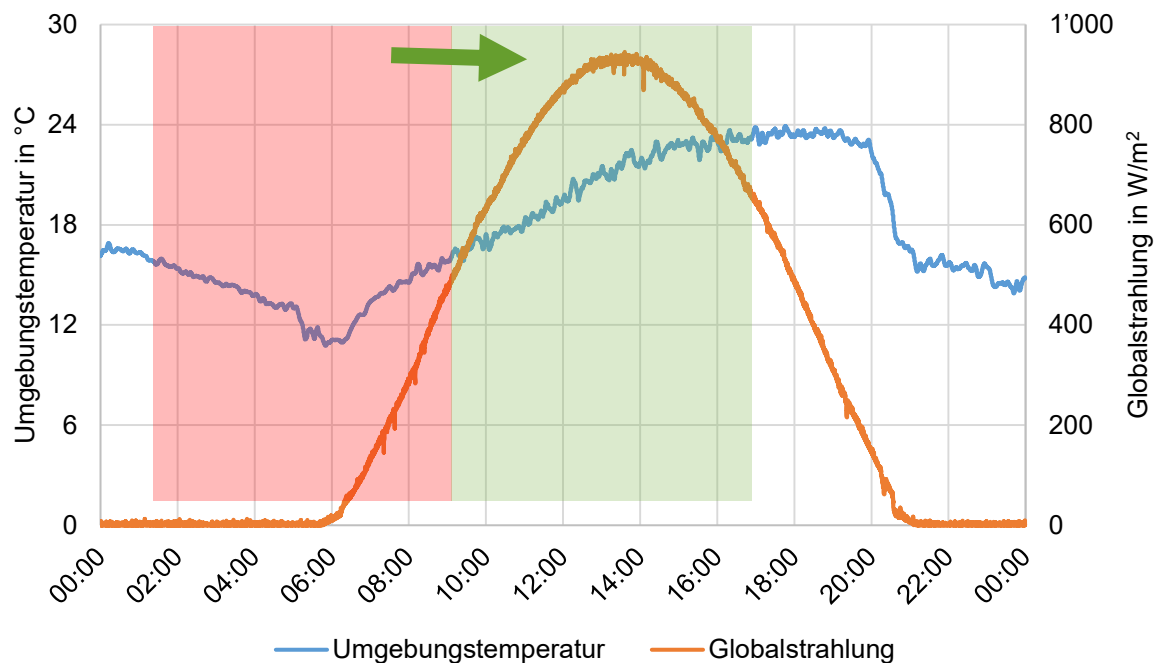


Abbildung 7: Veranschaulichung der nächtlichen Betriebssperre für die Beladung des Heizpuffer-Speichers. Während dem Tag führen höhere Temperaturen und möglicherweise zusätzlich direkte Einstrahlung zu einem effizienteren Betrieb der Wärmepumpe als dies während der Zeit der nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers (rot) der Fall wäre.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpufferspeichers unter Berücksichtigung der Wettervorhersage

Es wurde untersucht, ob mit einer Berücksichtigung der Wettervorhersage die oben beschriebene nächtliche Beladungssperre des Heizpufferspeichers optimiert werden kann. Da das L-Sol-System Wärme sowohl aus der Einstrahlung als auch aus der Umgebungsluft gewinnen kann, wurden diese beiden Wetterangaben berücksichtigt. Mit dem Matlab-Plugin wurde eine Steuerung programmiert, welche zu Beginn jeder Nacht prüft, ob die Aussentemperatur und die solare Einstrahlung am nächsten Tag über definierten Schwellwerten liegt. Nur wenn mindestens eines dieser Kriterien erfüllt ist, wird die Beladungssperre aktiviert. Für die Aussentemperatur wurde als Schwellwert eine Tagesdurchschnittstemperatur von mindestens 5 °C, gemessen zwischen 07:00 und 19:00 Uhr, definiert. Der Schwellwert bei der Einstrahlung wurde definiert als mindestens 1 kWh/m² Globalstrahlung in die ungeneigte Fläche über den ganzen Tag summiert. Als Wetterdaten werden dieselben Daten verwendet, die Polysun als reale Wetterdaten verwendet. Es handelt sich somit um eine ideale Wetterprognose. Analog der oben beschriebenen nächtlichen Beladungssperre ohne Wetterprognose wird der Heizpufferspeicher nur bis 30 °C in der obersten Schicht entladen, danach wird die Heizkreispumpe abgestellt um zu verhindern, dass nur noch «kaltes Wasser im Kreis gepumpt» wird, ohne das Gebäude zu heizen. Im Unterschied zur Version ohne Wettervorhersage gibt es bei dieser Variante keinen «Fail-Safe-Mechanismus», der bei Unterschreiten der Soll-Gebäudetemperatur die Beladungssperre deaktiviert.



2.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix

In der ersten und zu Beginn der zweiten Projektphase bestand im KW-Speicher eine Systemtrennung durch einen Wärmeübertrager zwischen der PVT-Anlage und dem KW-Speicher. Wird diese Systemtrennung weggelassen (wie in Abbildung 8 dargestellt), also der Wärmeübertrager im Speicher entfernt und das im Speicher enthaltene Fluid selbst durch die PVT-Anlage gepumpt, so verbessert sich die Wärmeübertragung zwischen PVT-Anlage und Speicher (keine Temperaturdifferenz erforderlich). Zudem lässt sich mehr Umgebungswärme gewinnen, indem quasi direkt auf die PVT-Anlage gefahren werden kann. Der Vorteil einer Systemtrennung, dass weniger Volumen des Glykol-Wasser-Gemischs während der Stagnation von hohen Temperaturen betroffen und damit einer Belastung ausgesetzt wird, ist im vorliegenden Fall irrelevant. Im Gegensatz zu abgedeckten PVT-Kollektoren erreichen die für das L-Sol System einzusetzenden unabgedeckten PVT-Kollektoren Stagnationstemperaturen von lediglich rund 80 °C [12], [13], ähnlich wie schlecht hinterlüftete PV-Module. Damit wird die Cracking-Temperatur der meisten Glykole nicht erreicht. Diese liegt im Bereich von 140 bis 160 °C [14]. Im Fall des L-Sol Systems sind somit keine negativen Effekte aufgrund einer fehlenden Systemtrennung zu erwarten.

Für den Normalbetrieb entsprechen die Steuergrößen und -bedingungen weitgehend jenen der bisherigen Modelle (siehe Tabelle A1 und Tabelle A2). Einzig die Messschicht für die Ausschalttemperatur wurde dank dem Wegfall des Wendelwärmeübertragers um zwei Schichten (neu Schicht 3 statt 5 von 12) nach unten verschoben, wodurch das zu erwärmende Volumen vergrößert wurde. Zusätzlich wurde ein zweiter Betriebszustand definiert, damit das Potenzial der quasi direkten Verbindung von der Wärmepumpe zu den PVT-Kollektoren erschlossen werden kann. Dieser Betriebszustand wird aktiviert, wenn die folgenden Bedingungen eintreten: Die Wärmepumpe wird aktiviert und die Temperatur im Kaltwasser-Speicher plus Einschalttemperaturdifferenz liegt unter jener der Austrittstemperatur des Kollektorfeldes. Ohne den zweiten Betriebszustand wäre der PVT-Kreislauf unter diesen Bedingungen inaktiv. Solange der Status der Wärmepumpe aktiv ist, wird der PVT-Kreislauf auch bei Erreichen der temperaturbezogenen Ausschaltbedingung nicht ausgeschaltet.

Neben den energetischen Auswirkungen der so angepassten Hydraulik, im Vergleich zur bis dahin verwendeten, wurde auch der Effekt eines variierten spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf untersucht.

Aus Sicht der Systemkomplexität erfolgte auch ein Überdenken der Notwendigkeit des Warmwasser-Vorerwärmungskreislaufes und eine Untersuchung bezüglich der Systemeffizienz ohne einen solchen Kreislauf. Durch das Entfernen des Kreislaufes können insbesondere während den Sommermonaten höhere Temperaturen im KW-Speicher erreicht werden, wodurch ein effizienterer Betrieb der Wärmepumpe gewährleistet wird. Dieser Effekt kann den Wegfall der über diesen Kreislauf direkt übertragene Wärme in den warmen Speicher zumindest teilweise kompensieren.

Im Hinblick auf die Erstellung der Dimensionierungsmatrix wurde die Praxistauglichkeit höher gewichtet als die Effizienzoptimierung. Aufgrund des Einwandes der Begleitgruppe, dass in den meisten Fällen eine Installation eines 2'000-l-Speichers in bestehenden EFH aufgrund der Abmessungen ein Problem darstellen würde, wurde das Volumen des KW-Speichers von 2'000 auf 1'000 l reduziert.

Weil die Dimensionierungsmatrix sowohl für eine Radiator- als auch eine Fussbodenheizung erstellt wurde, erfolgte eine Anpassung an der Anschlusshöhe der Wärmepumpe und der Entnahmehöhe für den Heizkreislauf am Kombi-Speicher. Diese befinden sich nun nicht mehr in der obersten von 12 Speicherschichten, sondern in Schicht 9. Der elektrische Heizstab wurde in die Mitte des Speichers verschoben. Damit kann das System sowohl für Radiatoren- als auch Fussbodenheizungen eingesetzt werden.

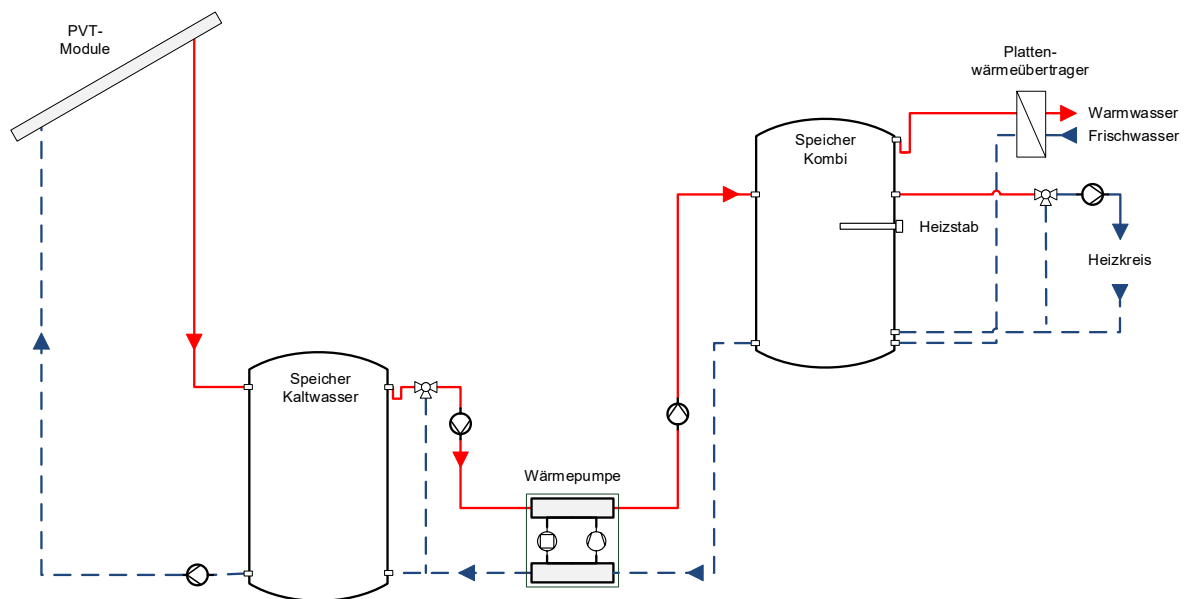


Abbildung 8 Hydraulikschema zum reduzierten System L-Sol ohne Systemtrennung zum PVT-Kreislauf.

2.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem

Die in Phase 1 gemachten Systemvergleiche dienten der groben Einordnung des ursprünglichen L-Sol-Konzepts gegenüber verschiedenen Vergleichssystemen. Um eine Vorstellung zu erhalten, wie sich das L-Sol-System nach den Optimierungsschritten der Phase 2.1 im Vergleich mit einem LWWP-System verhält, wurde das oben beschriebene finale Modell (mit Standard-Steuerung) erneut einem LWWP-System kombiniert mit PV gegenübergestellt. Für den Vergleich wurde das gleiche 10-MWh-Gebäude wie für alle Simulationen in Phase 2, jedoch mit einer Fussbodenheizung mit 35 °C VLT, gewählt. Als Vergleichssystem mit LWWP diente eine angepasste Version der Polysun-Vorlage 16a «Raumheizung». Diese Vorlage wurde gewählt, da sie einen Kombispeicher enthält, wie das finale L-Sol-Modell auch. An der Vorlage wurden folgende Anpassungen vorgenommen:

- Gleiches Gebäude, gleicher Warmwasserbedarf und gleiche Vorlauftemperaturen wie beim L-Sol-System.
- Erhöhung der Dicke der Speicherdämmung auf die in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Werte
- Ersatz der 15-kW-Wärmepumpe durch eine Wärmepumpe des Typs «Vitocal 300-A AWO-AC 301.B11» mit einer Nennleistung von 11 kW für eine möglichst grosse Ähnlichkeit zu der bei L-Sol verwendeten 10-kW-Wärmepumpe.
- Hinzufügen von 30 PV-Modulen des Typs «Sky 270 Mono». Diese Module wurden bereits in Phase 1 für das LWWP-System mit PV verwendet. Sie haben die gleiche elektrische Leistung wie die PVT-Module des L-Sol-Modells.

2.2.5 Batteriespeicher zur Verbesserung des Autarkiegrades

Um die Auswirkung eines Batteriespeichers auf den Autarkiegrad abzuschätzen, wurde zusätzlich ein System mit einem Batteriespeicher untersucht. Am Heizungssystem selbst wurde dabei nichts verändert. Der verwendete Batteriespeicher hat eine Speicherkapazität von 10 kWh, welche nach der in [15] vorgeschlagenen Dimensionierungsmethode ermittelt wurde. Für eine realistischere Abbildung des Autarkiegrades wurde dem Polysun-Modell ein Haushaltsstrom-Verbrauchsprofil hinzugefügt. Es wurde

das Profil «15 min Lastprofil H63: Familie mit 2 Kindern, ein Elternteil berufstätig» aus dem Polysun-Katalog gewählt.

2.2.6 Passives Kühlen

Heute ist es in der Schweiz nicht üblich, eine Kühlungsoption für EFH zu planen. Durch den Klimawandel wird der Kühlbedarf in der Schweiz in den kommenden Jahren immer mehr zunehmen. Ohne systematische Verschattung und nächtlicher Auskühlung der Gebäude werden Komfortanforderungen nicht mehr zu erfüllen sein [16].

Aus diesem Grund wurde für das System L-Sol überprüft, ob das Zuschalten einer passiven Gebäudekühlung im Sommer möglich ist. Es wurde ausschliesslich eine passive Kühlung berücksichtigt, wobei der KW-Speicher und die PVT-Anlage genutzt werden, um dem Gebäude über die gewöhnliche Heizung Wärme zu entziehen. Auf Grund der hohen erforderlichen Temperaturdifferenz im Falle von Radiatoren wurden diese Systeme nicht berücksichtigt. Zu hohe Temperaturunterschiede würden zur Bildung von Kondenswasser und Wasserschäden führen. Gemäss Empfehlungen zur Vermeidung von Kondensatbildung auf gekühlten Fussbodenoberflächen [17] ist dies bei geringen Temperaturdifferenzen von 2 bis 6 K zwischen Kühlsystem und Raumtemperatur beim Vorhandensein einer mechanischen Lüftung nicht zu erwarten. Weil die Luftfeuchtigkeit in Gebäuden ohne mechanische Lüftung mit Wärmerückgewinnung höher liegt und aufgrund der Abhängigkeit von der Luftwechselrate volatil sein dürfte, wurde für die Untersuchung am L-Sol-System eine Temperaturdifferenz von 2 K verwendet. Damit sollte die Oberflächentemperatur des Fussbodens maximal 2 K unter der Raumtemperatur liegen. Dies minimiert die Wahrscheinlichkeit von Kondensation, gleichzeitig wird jedoch auch die Entzugsgeschwindigkeit reduziert. Im Hinblick auf die begrenzte Kapazität im KW-Speicher ist dies nicht per se nachteilig. Der primärseitige Speicher wird weniger schnell erwärmt, wodurch eine kontinuierliche Kühlung ermöglicht wird.

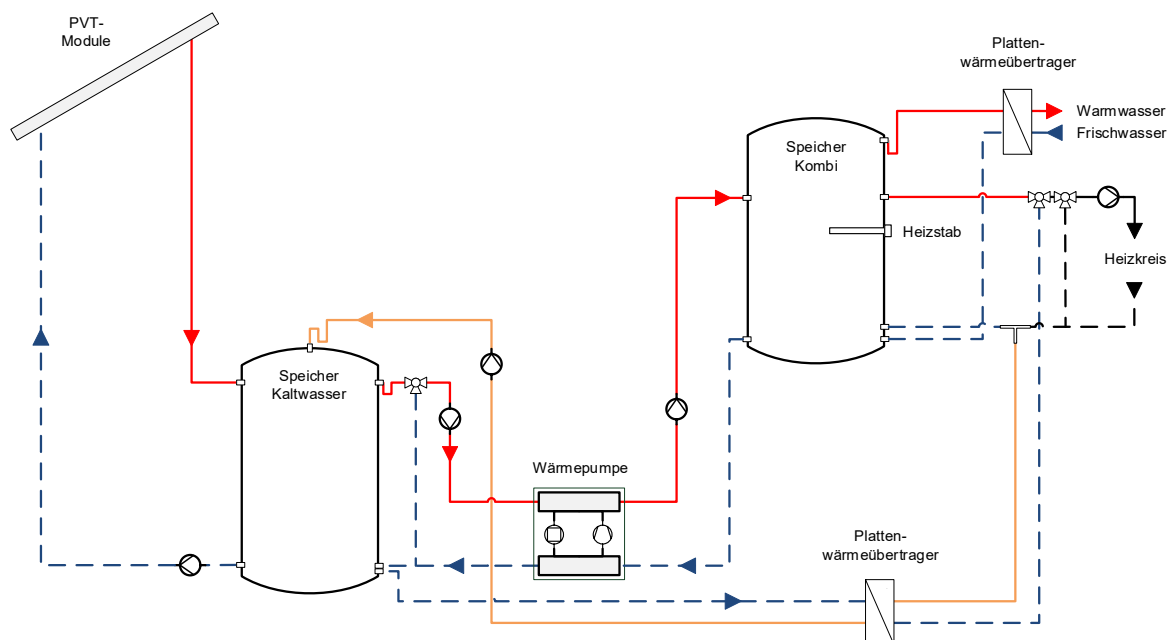


Abbildung 9: Hydraulikschema des Systems L-Sol mit passiver Kühlung. Ein zusätzlicher Wärmetauscher zwischen kaltem Speicher und Heizkreis wurde eingebaut um das Gebäude an warmen Tagen zu kühlen.

Das in den bisherigen Simulationen verwendete einfache Gebäudemodell hat den Nachteil, dass das Gebäude weniger exakt abgebildet wird als bei anderen Optionen und die direkten solaren Wärmeein-



träge sowie der Kühlbedarf des Gebäudes ungenau abgebildet sind. Dadurch steigt die Raumtemperatur in den bisherigen Simulationen während der Sommermonate kaum über 20 °C. Wird ein anderes quasidynamisches Gebäudemodell («Einfamilienhaus, normales Gebäude») mit einem durchschnittlichen U-Wert der Gebäudehülle von 0.3 W/Km² verwendet, erhält man realistischere sommerliche Gebäudetemperaturen. Der U-Wert wurde iterativ bestimmt, um einen ähnlichen jährlichen Heizwärmebedarf wie beim einfachen Gebäudemodell zu erreichen. Sowohl der Fensteranteil an der Fassade (S: 25 %; N: 13 %; O: 25 %; W: 6 %) als auch die Luftwechselrate von 30 % pro Stunde wurden beibehalten.

Auch die Steuerungen mussten in den Sommermonaten angepasst werden. In diesem Fall besteht in der Nacht die Möglichkeit, den KW-Speicher über die nächtliche Wärmeabstrahlung der PVT-Kollektoren abzukühlen. Zusätzlich wird der Speicher während der Erzeugung des Brauchwarmwassers (während der Sommermonate zeitlich gesteuert) abgekühlt, da die Wärmepumpe dem KW-Speicher Wärme entzieht. Tagsüber wird die PVT-Anlage nur dann zur Wärmeerzeugung eingesetzt, wenn die Temperatur in der untersten Schicht des KW-Speichers unter 5°C absinkt.

2.3 Phase 2.2: Erarbeiten von Dimensionierungsempfehlungen (Dimensionierungsmatrix)

Es wurden Dimensionierungsempfehlungen für das L-Sol-System bei verschiedenen Anwendungsfälle erarbeitet. Als Darstellungsform wurden sogenannte Dimensionierungsmatrizen gewählt. Es handelt sich dabei um Tabellen, die für verschiedene Gebäude und Einstrahlungswerte eine jeweils geeignete Systemkonfiguration beschreiben. In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise bei der Erarbeitung der Dimensionierungsmatrizen beschrieben.

2.3.1 Voruntersuchungen

Um die Dimensionierungsmatrizen möglichst allgemein zu halten, wurden Voruntersuchungen zu verschiedenen Einflussfaktoren wie Einstrahlung, Dachausrichtung und Standort durchgeführt. Im Folgenden werden diese Voruntersuchungen näher beschrieben. Zwischenergebnisse der Voruntersuchungen werden direkt in diesem Kapitel gezeigt und nicht im Resultatteil, da das weitere Vorgehen auf den Ergebnissen der Voruntersuchungen aufbaut.

Systemkonfiguration für die Voruntersuchungen

Analog zu den Berechnungen für die Dimensionierungsmatrizen, wurde für die Voruntersuchungen zusätzlich die praxisnahe, komplexitätsreduzierte L-Sol-Variante betrachtet, welche in Abschnitt 2.2.3 beschrieben ist. Aus Gründen der Überschaubarkeit wurden alle Voruntersuchungen mit einem L-Sol-System in der sogenannten Minimalkonfiguration von 15 PVT-Kollektoren und einem KW-Speicher-Volumen von 1'000 l gemacht. Dies entspricht der kleinstmöglichen Konfiguration, welche für die Dimensionierungsmatrizen untersucht wurde. Der Heizwärmebedarf wurde analog zu Phase 2.1 mit 10 MWh/a angenommen. Als Wärmepumpe wurde das Modell Vitocal 300-G, BG(S) 301.B10 verwendet. Auch dies entspricht dem in Phase 2.1 verwendeten Modell. Für die Voruntersuchungen wurde lediglich das Heizsystem mit Radiatorheizung und 55 °C VLT untersucht.

Voruntersuchung Polysun – PVGIS – Sonnendach

Der Anwender der Dimensionierungsmatrix soll die jährliche Einstrahlung aus dem Online-Tool PVGIS [18] auslesen können. Ein Vorteil von PVGIS liegt darin, dass die Datenbank für jedermann frei zugänglich ist. Es wurde überprüft, ob diese Einstrahlungswerte mit denjenigen der Polysun-Simulationen vergleichbar sind. Dazu wurde die Globalstrahlung für verschiedene Ausrichtungen und Anstellwinkel an drei Standorten in PVGIS ermittelt und der jährlichen Globalstrahlungsmenge aus Polysun gegenübergestellt. In Polysun wurden die Fälle jeweils mit und ohne Berücksichtigung des Horizonts betrachtet. Es wurde der von Meteonorm 7.2 zur Verfügung gestellte Horizont verwendet. In PVGIS wird der Horizont immer berücksichtigt. Nicht berücksichtigt wurde in beiden Fällen die Nahverschattung. In Tabelle 3 ist für jeden Standort der Fall mit der grössten Abweichung gezeigt (bei Betrachtung mit Horizont in Polysun). Sämtliche Dachausrichtungen und -neigungen sind in Tabelle A3 im Anhang gezeigt.



Standort	Ausrichtung (°)		Neigung (°)	jährliche Globalstrahlung (kWh/m ²)			Abweichung (%)	
				Polysun		PVGIS		
				ohne Ho- rizont	mit Hori- zont	mit Hori- zont	ohne Hori- zont	mit Horizont
Rapperswil	-90	Ost	30	1117	1110	1160	-3.7	-4.3
Locarno	0	Süd	20	1520	1494	1420	7.0	5.2
Davos	0	Süd	30	1945	1848	1200	62.1	54.0

Tabelle 3: Jährliche flächenbezogene Globalstrahlung in die geneigte Ebene ermittelt mit Polysun und PVGIS sowie ein Vergleich der Resultate. An den Standorten Rapperswil und Locarno sind die Abweichungen gering. In Davos ist Abweichung erheblich.

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass an den Standorten Rapperswil und Locarno die Abweichung im einstelligen Prozentbereich liegt. Am Standort Davos ist die Abweichung hingegen erheblich. Polysun liefert in diesem Fall gegenüber PVGIS über 60 % höhere Einstrahlungswerte. Diese erhebliche Abweichung müsste in einer vertieften Betrachtung untersucht werden. Ein möglicher Grund könnte darin bestehen, dass in den beiden Tools mit Schneebedeckung unterschiedlich umgegangen wird. Bei PVGIS kann es vorkommen, dass bei der Auswertung der Satelliten-Wetterdaten Schneebedeckung als Bewölkung interpretiert wird [19]. Dies kann dazu führen, dass PVGIS an Standorten mit viel Schneebedeckung von mehr Bewölkung ausgeht und daher geringere Einstrahlungswerte ausgibt. Bei Polysun hingegen, welches Wetterinformationen von Meteonorm verwendet, wird die Schneebedeckung weniger stark berücksichtigt. Die Meteonorm-Daten basieren stark auf Wetterdaten von Messstationen [20]. Es ist davon auszugehen, dass dabei Schneebedeckung der Kollektoren nicht oder nur unzureichend festgestellt wird, da die Einstrahlungssensoren in der Regel schneefrei gehalten werden.

Aufgrund der Ergebnisse wurde entschieden, dass die PVGIS-Einstrahlungswerte für die Anwendung der Dimensionierungsmatrix genügend genau sind, sofern Standorte im Mittelland und der Südschweiz betrachtet werden, nicht aber für Standorte im alpinen Raum. Auf die Erstellung von Dimensionierungsmatrizen für alpine Standorte wurde deshalb verzichtet. Diese Entscheidung wurde ausserdem bekräftigt durch die in Abbildung 12 gezeigte sehr geringe Systemeffizienz an alpinen Standorten.

Einfluss von Anstellwinkel und Ausrichtung

Um bei der Generierung der Daten für die Dimensionierungsmatrizen die jährliche Einstrahlungsmenge in die geneigte Fläche variieren zu können, wurde die Ausrichtung der PVT-Kollektoren bei konstantem Anstellwinkel variiert. Damit abgeschätzt werden konnte, ob die Vereinfachung des konstanten Anstellwinkels zulässig ist, wurde die Systemeffizienz bei verschiedenen für EFH typischen Anstellwinkeln und verschiedenen Ausrichtungen untersucht. Der Anstellwinkel wurde zwischen 20°, 30° und 40° variiert, die Ausrichtung in 30°-Schritten um 360°. Die Untersuchungen fanden für verschiedenen Standorte statt.

In Abbildung 10 ist am Standort Rapperswil direkt der Zusammenhang zwischen SJAZ und Ausrichtung für drei verschiedene Anstellwinkel gezeigt, welche in der für EFH-Dächer typischen Grössenordnung von 20° bis 40° liegen. Erwartungsgemäss ist bei einer Südausrichtung die SJAZ am grössten. Eine Abhängigkeit zwischen Anstellwinkel und SJAZ ist klar erkennbar. Allerdings machen die Unterschiede in keinem Fall mehr als 0.1 SJAZ-Punkte aus.

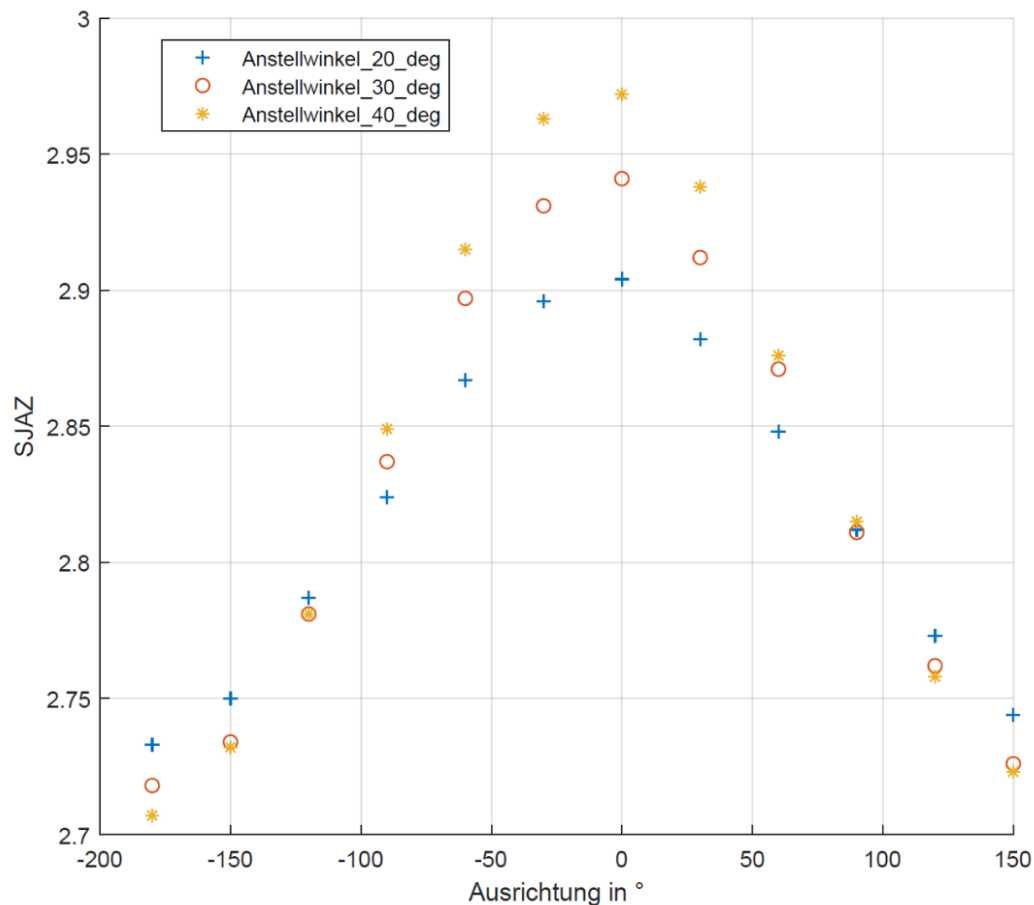


Abbildung 10: SJAZ in Abhängigkeit der Ausrichtung der PVT-Kollektoren am Standort Rapperswil für ein System mit 15 PVT-Kollektoren und verschiedenen Anstellwinkeln. Die Unterschiede für verschiedene Anstellwinkel sind klar erkennbar, bezogen auf die Gesamtzahl jedoch gering.

Aufgrund der Resultate dieser Untersuchung wurde entschieden, dass die Abhängigkeit vom Anstellwinkel genügend klein ist um bei dieser Betrachtung vernachlässigt zu werden. Alle weiterführenden Betrachtungen wurden daher bei einem konstanten Anstellwinkel von 30° gemacht.

In Abbildung 10 ist ersichtlich, dass die Ausrichtung der PVT-Kollektoren einen Einfluss auf die Systemeffizienz haben kann. So führt beispielsweise unabhängig vom Anstellwinkel eine 30°-Ausrichtung nach Westen zu einer höheren SJAZ als die gleiche Ausrichtung nach Osten. Eine negative Ausrichtung bedeutet bei Polysun eine Ausrichtung nach Westen [8]. Es ist davon auszugehen, dass dies an der zeitlichen Verteilung der Direktstrahlung liegt. Fällt ein grösserer Teil der Direktstrahlung abends an (Westausrichtung) kann diese noch genutzt werden, um den bereits warmen KW-Speicher direkt weiter zu beladen. Steht abends fast nur noch Umgebungswärme für die Beladung des KW-Speichers zur Verfügung (Ostausrichtung), kann dieser weniger effizient weiter beladen werden. Der Einfluss der Ost-West-Ausrichtung ist allerdings gering. Er bewegt sich in der gleichen Grössenordnung wie derjenige des Anstellwinkels.

Dass der Einfluss der Ost-West-Ausrichtung vernachlässigbar ist, kann an einem weiteren Beispiel in der Südschweiz gezeigt werden. In Abbildung 11 sind für die Standorte Locarno und Bellinzona die Zusammenhänge zwischen Ausrichtung, Globalstrahlung und SJAZ gezeigt. Auffallend ist, dass die Globalstrahlungswerte bei West-Ausrichtungen (negatives Vorzeichen) an beiden Standorten annähernd gleich sind. Bei den östlich ausgerichteten Dächern gibt es dagegen grosse Unterschiede. Grund dafür ist ein stark asymmetrischer Horizont am Standort Bellinzona, welcher nach Osten eine grosse

Verschattung erzeugt. Analog zur Einstrahlung ist auch die SJAZ für östlich ausgerichtete Dächer in Bellinzona geringer als in Locarno. Betrachtet man jedoch den Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ, liegen alle Punkte grob auf einer Linie und für einen gegebenen Einstrahlungswert beträgt die Streuung nie mehr als 0.05 SJAZ-Punkte. Da für die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen die Einstrahlungsmenge in PVGIS ermittelt wird, und die Ausrichtung darin bereits berücksichtigt ist, spielt nur der Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ eine Rolle.

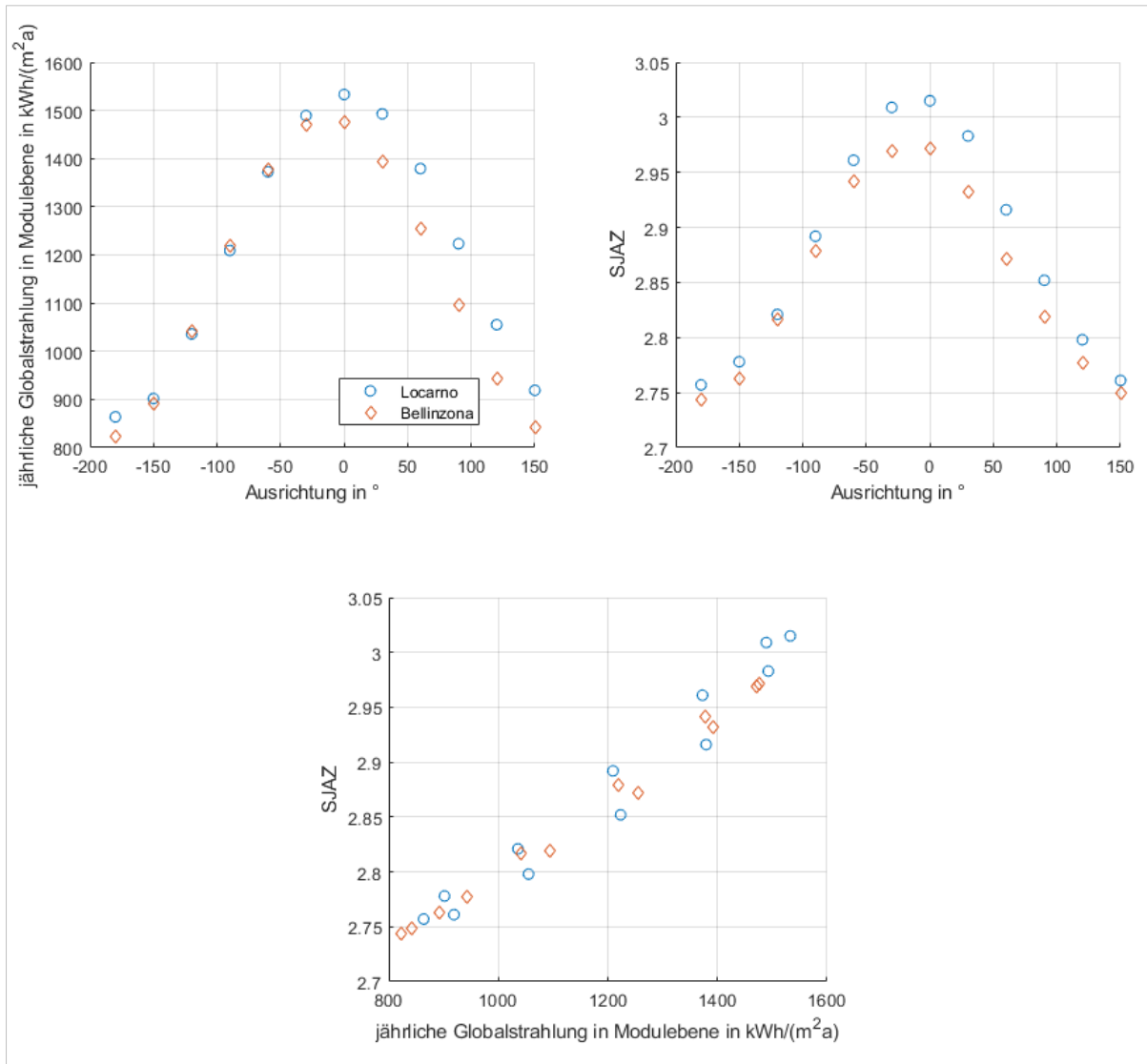


Abbildung 11: SJAZ in Abhängigkeit der Dachausrichtung und der Einstrahlungsmenge an den Standorten Locarno und Bellinzona. Beim Zusammenhang zwischen Globalstrahlung und SJAZ spielt die Ost-West-Ausrichtung eine untergeordnete Rolle.

Vorgreifend auf die Resultate bei der Untersuchung der Standortabhängigkeit kann eine weitere Betrachtung des Einflusses der Ausrichtung gemacht werden. Abbildung 12 zeigt die SJAZ für diverse Einstrahlungsmengen an verschiedenen Standorten, wobei sowohl Ost- als auch West-Ausrichtungen enthalten sind. Es ist erkennbar, dass die jeweiligen Ost-West-Wertepaare (in der Abbildung exemplarisch markiert durch blaue Ellipsen) verglichen mit der Streuung aufgrund unterschiedlicher Standorte immer nahe bei einander liegen.

Aufgrund all dieser Beobachtungen wurde entschieden, dass eine Berücksichtigung der Ost-West-Ausrichtung für die Dimensionierungsmatrizen vernachlässigt werden kann.



Für die Datengeneration als Grundlage der Dimensionierungsmatrizen wurden daher lediglich Ausrichtungen zwischen 0 und 180° verwendet. Auch wurden die Dimensionierungsmatrizen selbst so gestaltet, dass keine separaten Anwendungsfälle für die Dachausrichtung betrachtet werden. Indirekt fließt die Dachausrichtung aber über die Globalstrahlungssumme in die Matrizen ein.

Einfluss des Standorts

Mit der oben beschriebenen Minimalkonfiguration wurde an verschiedenen Standorten in der Schweiz die SJAZ in Abhängigkeit der PVT-Ausrichtung bei einem konstanten Anstellwinkel von 30° untersucht. Entgegen der Standortuntersuchung in Phase 1 wurde hier das Gebäudemodell weiterhin über den Heizwärmebedarf definiert und nicht über ein Standard-Modell aus dem Polysun-Katalog. Grund dafür ist, dass die Benutzer der Dimensionierungsmatrix ihren Heizwärmebedarf einfach ermitteln können. Ein vergleichbares Gebäudemodell zu ermitteln, wäre ungleich schwieriger.

Abbildung 12 zeigt die SJAZ des L-Sol-Systems in Minimalkonfiguration für verschiedene Standorte in der Schweiz. An den untersuchten Standorten im alpinen Raum, Davos, Saas Fee und St.Moritz, werden erheblich geringere SJAZ-Werte erreicht als bei Standorten im Mittelland und in der Süd- und Westschweiz. Bei diesen gibt es zwar auch erkennbare Unterschiede: Bei gleicher jährlicher Einstrahlungsmenge kann die SJAZ um rund 0.2 Punkte abweichen. Allerdings ist eine Einteilung in weitere Kriterien schwierig. Betrachtet man beispielsweise die drei Standorte St.Gallen, Entlebuch und Bulle, die alle als «erhöhte Lage im Mittelland» bezeichnet werden können, so sind St.Gallen und Bulle eher im unteren Bereich der Punktwolke angesiedelt und Entlebuch eher im oberen Bereich. Auch ein Vergleich der Standorte Basel und Bellinzona zeigt die Schwierigkeit einer Einteilung in weitere Kategorien: Obwohl Basel sehr weit nördlich und Bellinzona sehr weit südlich liegt, kommen die entsprechenden Einträge im Plot fast auf der gleichen Linie zu liegen. Es ist also schwierig, einen neuen zu untersuchenden Standort innerhalb der Punktwolke «Mittelland, Süd- und Westschweiz» weiter einzugrenzen.

Als Grund für die schlechte Systemperformance im alpinen Raum wird angenommen, dass an diesen Standorten die Nutzung der Umgebungswärme insbesondere in den Wintermonaten deutlich weniger effizient stattfinden kann, da die Umgebungstemperaturen deutlich tiefer sind als in den niederen Lagen. Darüber hinaus ist für die Praxis darauf hinzuweisen, dass Kollektoren an alpinen Standorten im Winter häufig schneebedeckt wären. Dieser Effekt wurde durch die Polysun-Simulationen nicht abgebildet und dürfte in der Realität zu einer weiteren Reduktion der Systemeffizienz führen.

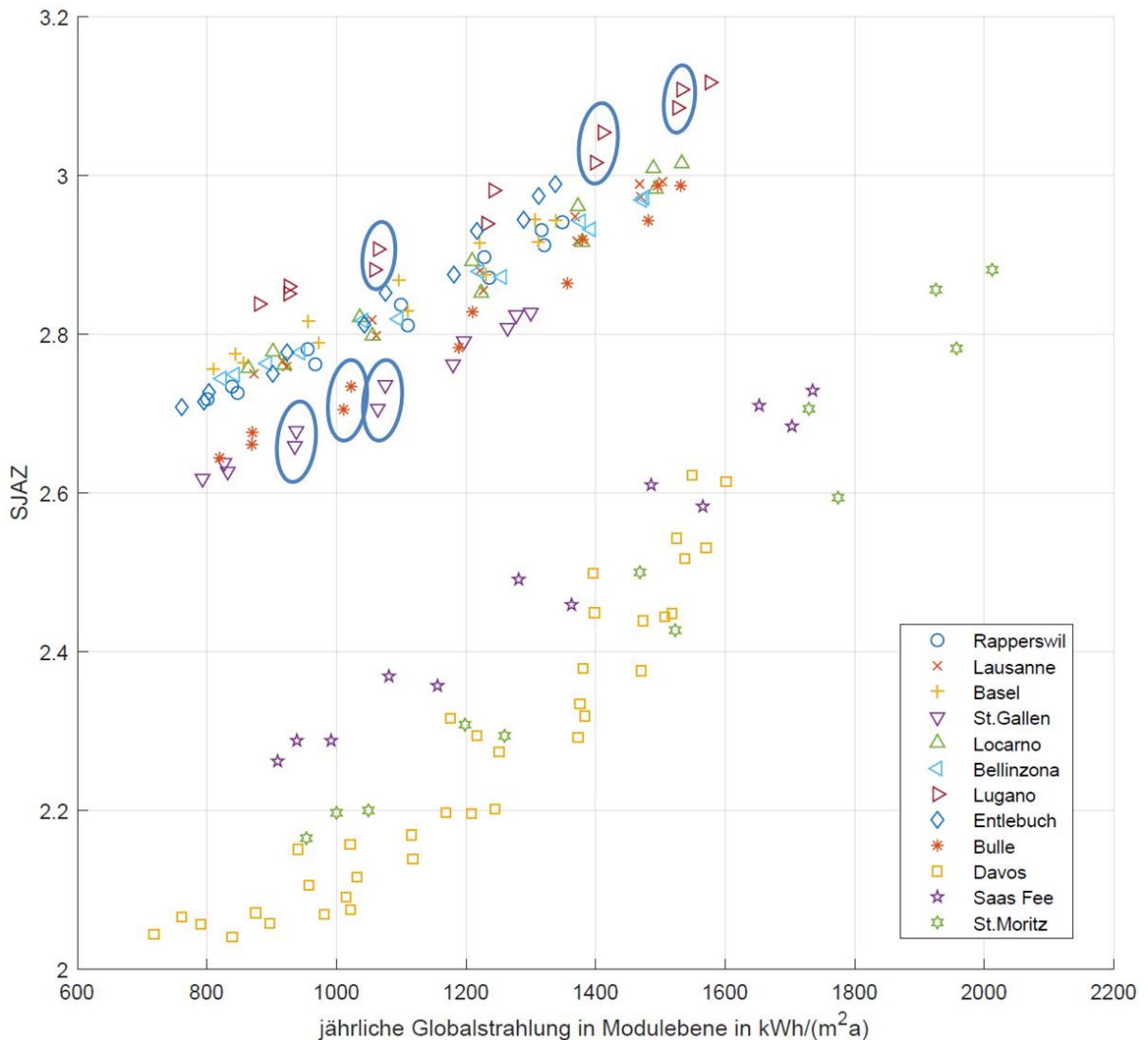


Abbildung 12: SJAZ eines L-Sol-Systems in Minimalkonfiguration in Abhängigkeit der jährlichen Globalstrahlung in die Kollektorebene für verschiedene Standorte in der Schweiz. Während die SJAZ an Standorten im Mittelland, der Südschweiz und der Westschweiz ähnlich ist, zeigt sich eine starke Reduktion an alpinen Standorten. Exemplarisch wurden einzelne Ost-West-Wertepaare mit blauen Ellipsen markiert. Unterschiede in der Ost-West-Ausrichtung sind erkennbar. Sie sind aber von der Grössenordnung der Standortabhängigkeit untergeordnet.

Aufgrund der relativ geringen Unterschiede von rund 0.2 SJAZ-Punkten und der Tatsache, dass für Standorte im Mittelland, der Süd- und der Westschweiz eine genauere Einordnung schwierig ist, wurde entschieden, dass alle Standorte in diesen Regionen in der gleichen Dimensionierungsmatrix repräsentiert werden. Als Berechnungsgrundlage wurde dafür der Standort Rapperswil gewählt, da er in erster Näherung einen guten Mittelwert der genannten Standorte darstellt.

Bei den alpinen Standorten wurde aufgrund der deutlich reduzierten Systemeffizienz sowie der oben beschriebenen unsicheren Einstrahlungsprognose entschieden, dass im Rahmen dieses Projekts keine Dimensionierungsmatrix für diese Standorte erstellt wird. Es wurde angenommen, dass eine Höhe von 800 m ü.M. eine sinnvolle Grenze für die Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrix darstellt. Diese Grenze wird auch in der SIA-Norm 384/1 [21] verwendet, um erhöhte Lagen zu kennzeichnen.



Erkenntnisse der Vorversuche für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen

Aufgrund der Ergebnisse der Vorversuche wurden für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen folgende Schlüsse gezogen:

- PVGIS ist eine geeignete Quelle für den Anwender der Dimensionierungsmatrix um die jährliche Einstrahlung zu ermitteln, sofern es sich nicht um alpine Standorte handelt.
- Der Einfluss des Anstellwinkels ist gering. Mit einem Anstellwinkel von 30° können die für EFH typischen Anstellwinkel von 20° bis 40° genügend genau abgebildet werden.
- Verschiedene Einstrahlungsmengen können durch Änderung der Dachausrichtung näherungsweise simuliert werden.
- Ob die Dachfläche nach Ost oder West ausgerichtet ist, hat lediglich einen untergeordneten Einfluss. Massgeblich ist die Einstrahlungsmenge. Für die Simulation der Einstrahlungsmenge kann die Dachfläche von 0 bis 180° variiert werden.
- Die Dimensionierungsmatrizen können grundsätzlich auf alle Standorte in der Schweiz angewendet werden, welche sich nicht höher als 800 m ü.M. befinden.

2.3.2 Vorgehen Dimensionierungsmatrizen

Ein finales Ziel des Projektes war es, Empfehlungen für eine konkrete Dimensionierung des Systems zu erarbeiten. Dazu wurden als Einordnungs-Kriterien einerseits der Heizwärmebedarf des Gebäudes ohne Warmwasser, andererseits die jährliche mittlere Einstrahlung auf die geneigte Dachfläche pro Quadratmeter gewählt. Für Warmwasser wurde weiterhin 50 l pro Tag und Person bei vier Personen angenommen. Im Wärmebedarf des Gebäudes ist sowohl der Gebäudestandard als auch die Aussen-temperatur des Standortes implizit enthalten. Der Wärmebedarf ist bei Heizungsersatz durch Heizkostenabrechnungen der Vorjahre bekannt. Bei Sanierungen kann der Effekt der Sanierung auf den Heizwärmebedarf von einem Energieberater abgeschätzt werden. Die standortspezifische mittlere Einstrahlung auf die Dachfläche kann aus Daten von PVGIS entnommen werden. Das Vorgehen zur Anwendung der Dimensionierungsmatrix wird in den Ergebnissen im Abschnitt 3.3.1 genauer erläutert und an Hand von Beispielen gezeigt. Weiter werden zusätzliche Hinweise zur Effizienzverbesserung gegeben.

Die Datengrundlage für die Dimensionierungsmatrix wurde anhand von Polysun-Simulationen mit einer Vielzahl von Kombinationen von verschiedenen Einstellungen erstellt. Es wurden zwei verschiedene Heizsysteme betrachtet: Eines mit Radiator-Heizkörpern mit einer VLT von 55 °C und eines mit einer Fussbodenheizung (FBH) mit 35 °C VLT. Als Grundmodell diente die in Abschnitt 2.2.3 beschriebene L-Sol-Variante mit reduzierter Komplexität. Es wurde davon ausgegangen, dass diese Variante für die Praxis am relevantesten ist, da sie vergleichsweise einfach umzusetzen ist und dennoch eine hohe Systemeffizienz aufweist (vgl. auch Abschnitt 3.2.3).

Mit der Polysun-Funktion «Loggen und Parametrisieren» wurden alle Kombinationen simuliert, welche durch Variation der in Tabelle 4 gezeigten Einstellungen möglich sind. Dies wurde sowohl für das System mit Radiator-Heizkörpern als auch für dasjenige mit Bodenheizung gemacht. Die Variation der Anzahl PVT-Kollektoren, des Volumens des KW-Speichers und der Wärmepumpe diente der Erstellung der verschiedenen Systemkonfigurationen, wobei die verschiedenen Wärmepumpen bei der Auswertung jeweils einem bestimmten Heizwärmebedarf zugeordnet wurden. Die Variation des Heizwärmebedarfs ist offensichtlich, die Variation der Dachausrichtung diente dem Simulieren von verschiedenen jährlichen Einstrahlungsmengen, wie oben beschreiben.



Grösse	Wert	Kommentar
Standort	Rapperswil SG	
Horizont	berücksichtigt	Von Meteonorm 7.2
Nahverschattung	nicht berücksichtigt	
Heizwärmebedarf	5, 10, 15 oder 20 MWh/a	
Anzahl PVT-Kollektoren	15, 20, 25 oder 30 Stk.	
Anstellwinkel der PVT-Kollektoren	30°	
Ausrichtung der PVT-Kollektoren	0 bis 180°, in 15°-Schritten	Für die Darstellung verschiedener Einstrahlungswerte
Volumen KW-Speicher	1'000, 1'500 oder 2'000 l	
Wärmepumpe	Gemäss separater Tabelle 5	

Tabelle 4: Feste und variable Einstellungen bei der Simulation verschiedener Systemkonfigurationen für die Erstellung der Dimensionierungsmatrizen.

Wärmepumpenauslegung

Um je nach Heizwärmebedarf eine passende Wärmepumpe verwenden zu können, wurde eine Auswahl verschiedener «virtueller» Wärmepumpen basierend auf dem Grundmodell «Viessmann Vitocal 300-G, BG(S) 301.B13» erstellt. Um die Vergleichbarkeit des Wärmepumpenverhaltens zu gewährleisten, wurden alle Wärmepumpen so definiert, dass sie an den jeweiligen Stützstellen die gleiche Heizleistung und den gleichen COP (Coefficient of Performance) haben wie das Grundmodell. Die elektrische Leistung an diesen Stützstellen wurde entsprechend angepasst. Die virtuelle Wärmepumpe «L-Sol 13 kW» entspricht exakt dem Grundmodell. Es handelt sich dabei um dieselbe Wärmepumpe, die auch für die Simulationen in Phase 1 verwendet wurde. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die verwendeten virtuellen Wärmepumpen und deren Heizleistungen bei zwei ausgewählten Stützstellen. Die Stützstelle B0/W35 ist die namensgebende Nennleistung (auch bei den «Viessmann Vitocal»-Grundmodellen). Für die Auslegung der Wärmepumpen wurde allerdings die Stützstelle B-5/W50 betrachtet, da diese am ehestem dem betrachteten Anwendungsfall an kalten Tagen entspricht, an denen Heizkreis-VLT von bis zu 55 °C und kaltseitige Speichertemperaturen von bis zu -15 °C auftreten.

Bei der Auswahl der Wärmepumpe für den jeweiligen Heizwärmebedarf wurde wie folgt vorgegangen. Zunächst wurde gemäss folgender Formel die erforderliche Heizleistung in Abhängigkeit des Heizwärmebedarfs berechnet:

$$\dot{Q}_H = \left(\frac{Q_H}{t_{an}} + \dot{Q}_{BWW} \right) * f_{sperr}$$

Q_H ist der jährliche Heizwärmebedarf, t_{an} die Anzahl jährlicher Volllaststunden, welche nach [22] auf 1800 festgelegt wurde, \dot{Q}_{BWW} ist der in einem Leitfaden des BFE empfohlene Zuschlag von 0.75 kW für die Brauchwarmwasser-Erwärmung [23] und f_{sperr} ist ein Zuschlagsfaktor für die Berücksichtigung der Sperrzeiten durch Elektrizitätswerke. Für eine Sperrzeit von 4 h beträgt er 1.2, er wird berechnet durch:

$$f_{sperr} = \frac{24 \text{ h}}{24 \text{ h} - 4 \text{ h}}$$

Anschliessend wurde für den jeweiligen Heizwärmebedarf diejenige Wärmepumpe ausgewählt, deren Heizleistung bei der Stützstelle B-5/W50 der berechneten erforderlichen Heizleistung am nächsten kommt. Wenn sich im Verlauf der Simulationen gezeigt hat, dass die Wärmepumpe unpassend ausgelegt ist, wurde manuell eine passendere Wärmepumpe gesucht, so dass die Dimensionierungsmatrizen für möglichst viele Fälle anwendbar sind. Dies war konkret beim Anwendungsfall «Heizwärmebedarf 5'000 kWh/a» der Fall. Die nach dem obigen Verfahren ausgewählte Wärmepumpe «L-Sol 6 kW» stellte sich als unterdimensioniert heraus. Die SJAZ lag deutlich unter den Werten der anderen Heizwärmebedarf-Kategorien. Als Grund dafür wird angenommen, dass die ausgewählte Wärmepumpe zu Zeiten erhöhten Bedarfs nicht genügend Heizleistung für die gleichzeitige Erwärmung von Wasser für Heizung



und Brauchwarmwasser bereitstellen konnte und somit der Heizstab vermehrt zum Einsatz kam. Deshalb wurde für diesen Fall die nächst grössere Wärmepumpe gewählt. Die finale Auswahl der Wärmepumpen ist in Tabelle 5 gezeigt.

Bedarf		Ausgewählte Wärmepumpe		
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Erforderliche Heizleistung (kW)	Heizleistung bei B-5/W50 (kW)	Heizleistung bei B0/W35 (kW)	Bezeichnung
5'000	4.23	6.36	7.64	L-Sol 8 kW
10'000	7.57	8.50	10.36	L-Sol 10 kW
15'000	10.90	10.70	12.99	L-Sol 13 kW
20'000	14.23	14.35	17.24	L-Sol 17 kW

Tabelle 5: Berechnete erforderliche Heizleistung und die dafür ausgewählten Wärmepumpen.

Ableitung der Dimensionierungsmatrix

Aus den Simulationsergebnissen aller möglicher Kombinationen wurde für jeden Anwendungsfall (Heizwärmebedarf und Einstrahlung) die Konfigurationen ermittelt, welche für den jeweiligen Anwendungsfall die nachfolgend definierte Mindest-SJAZ bei kleinstmöglichem Komponentenaufwand bezüglich Anzahl PVT-Kollektoren und Grösse des KW-Speichers erlaubt. Die Ermittlung dieser Konfigurationen wurde automatisiert mit einem in Matlab implementierten Algorithmus durchgeführt. Die Mindestwerte für die SJAZ sind in Tabelle 6 gezeigt. Sie wurden so gewählt, dass eine nennenswerte Steigerung gegenüber realen Werten von heute existierenden LWWP-Systemen erreicht wird.

Basierend auf Resultaten aus Feldmessungen ([24], [25]) wurde für Heizungssysteme mit LWWP und Fussbodenheizung eine SJAZ von 3.1 angenommen. Dieser Wert wurde mit einem Aufschlag von 10 % auf 3.4 erhöht, um beim L-Sol-System eine erhöhte Effizienz gegenüber dem LWWP-System anzustreben.

Für LWWP-Systeme mit Radiatoren und 55 °C Vorlauf musste eine SJAZ geschätzt werden, da selbst bei älteren Studien die mittlere Senken-VLT unter 50 °C liegt. Unter der Annahme, dass die Effizienz der WP im Bereich einer Senken-VLT von 50 °C pro 1 K Temperaturhub um rund 1.5 % abnimmt, wurde eine grobe Schätzung vorgenommen. Auf die aus Feldmessungen ([25]–[28]) bekannten Werte angewendet, ergäbe sich eine SJAZ von 2.1 bis 2.2. Diese Werte stimmen mit den Simulationsergebnissen in Polysun überein, die eine SJAZ von 2.2 für ein LWWP-System und identischem Gebäude ergab. Auf diesen Referenzwert wurde ein Aufschlag von 35 % angewendet, womit der Schwellwert von 3.0 erhalten wurde. Dass beim Radiator-System ein deutlich höherer Aufschlag angewendet wurde als beim FBH-System, liegt der folgenden Überlegung zugrunde: Es muss davon ausgegangen werden, dass die oben genannten Werte aus der Praxis sich bei Radiator-Systemen auf eine ältere Wärmepumpenflotte beziehen als bei den FBH-Systemen. Um einen möglichst neutralen Vergleich herzustellen, wurde gegenüber diesen älteren Wärmepumpen eine deutlich grössere Effizienzsteigerung vorgegeben.

	Schwellwert SJAZ
Heizungssystem mit Radiator (VLT 55 °C)	3.0
Heizungssystem mit Fussbodenheizung (VLT 35 °C)	3.4

Tabelle 6: SJAZ-Schwellwerte für die Ableitung der Dimensionierungsempfehlungen. Für jeden Anwendungsfall wurde die minimal mögliche Systemkonfiguration bezüglich Anzahl PVT-Kollektoren und Grösse des KW-Speichers gesucht, welche die angegebenen SJAZ-Werte erfüllen kann.

Bei der Auswahl der kleinstmöglichen Systemkonfiguration wurde der Grösse des KW-Speichers eine grössere Bedeutung gegeben als der Anzahl PVT-Kollektoren. Dies aufgrund der Überlegung, dass ein sehr grosser KW-Speicher in vielen Fällen ein grosses Projekthindernis aufgrund von Schwierigkeiten bei Einbringung oder Platzbedarf sein kann. Die Anzahl PVT-Kollektoren von bis zu 30 Stück dürfte in der Praxis hingegen weniger einschränkend sein. Ist hingegen genügend Platz für einen grossen KW-



Speicher vorhanden, muss dieser Überlegung eine reine Kostenbetrachtung gegenübergestellt werden, welche den Schwerpunkt auf die Anzahl PVT-Kollektoren verschieben würde. Eine vertiefte Diskussion dieser Thematik und ihrer Auswirkungen auf die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist in Abschnitt 3.3.1 gegeben.

Schliesslich wurde aus allen Simulationsresultaten diejenigen ermittelt, bei denen die jährliche Einstrahlung am genauesten zu den vorgegebenen Kategorien von 800, 1'000, 1'200 und 1'400 kWh/(m²a) passten. Die ermittelten Werte sowie die zugehörigen Dachausrichtungen sind in Tabelle 7 gezeigt.

Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	800	1'000	1'200	1'400
Zugehörige Einstrahlungsmenge in Simulation (kWh/(m²a))	807.04	974.70	1183.22	1352.53
Dachausrichtung (°)	180	120	75	0

Tabelle 7: Definierte Einstrahlungskategorien für die Dimensionierungsmatrizen und die in nächstliegenden Simulationswerte sowie deren dazugehörige Dachausrichtung.



3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Phase 1: Auslegung des Grundsystems

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse aus der ersten Projektphase zusammengefasst. Eine ausführliche Darstellung findet sich in Abschnitt 4 im Jahresbericht 2018 [6].

3.1.1 Einfluss der Speicher

Von den drei Speichern im System hat die Grösse des KW-Speichers den grössten Einfluss auf die Systemeffizienz. So ist der Stromverbrauch des Heizungssystems mit einem 2'000-l-KW-Speicher um etwa 6 % geringer als bei einem 500-l-KW-Speicher. Die Unterschiede im Stromverbrauch bestehen dabei vor allem in den Wintermonaten. Die Speicher auf der Sekundärseite der Wärmepumpe hatten in diesen Testrechnungen kaum Einfluss auf die Systemeffizienz. Der jährliche Energiebedarf für das Heizsystem wich für verschiedene Speichergrössen um weniger als 1 % ab.

Wichtiger als die Grösse der verschiedenen Speicher ist die untere Grenztemperatur des KW-Speichers, welche nicht unterschritten werden darf. Das heisst, unterschreitet der KW-Speicher die Grenztemperatur, so wird die Wärmepumpe nicht mehr eingeschaltet und somit keine weitere Energie mehr aus dem KW-Speicher entzogen. Getestet wurden drei Temperaturen, -5 °C, -10 °C und -15 °C. Tabelle 8 zeigt, dass der Energiebedarf bei steigender Grenztemperatur markant ansteigt, da die Heizstäbe öfter zum Einsatz kommen. In Absprache mit der Begleitgruppe wurde die Grenztemperatur für das weitere Projekt auf -15 °C festgelegt.

	-15 °C	-10 °C	-5 °C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger (kWh)	6017	7150	9476
SJAZ	2.9	2.4	1.9

Tabelle 8: Vergleich des Strombedarfs der Wärmeerzeuger und der Jahresarbeitszahlen für verschiedene Grenztemperaturen im KW-Speicher (Gebäude mit Heizwärmebedarf 15'000 kWh/a).

3.1.2 Grösse der PVT-Fläche und Vorlauftemperaturen

Die Grösse der PVT-Fläche muss sinnvoll auf den Heizwärmebedarf abgestimmt werden, um sicherzustellen, dass der KW-Speicher im Winter nicht zu häufig unter die Grenztemperatur fällt. Bei zu geringer Dimensionierung steigt der Stromverbrauch der Heizstäbe markant an (Siehe Abbildung 13), wobei jener im Brauchwarmwasser-Speicher kaum zum Einsatz kommt.

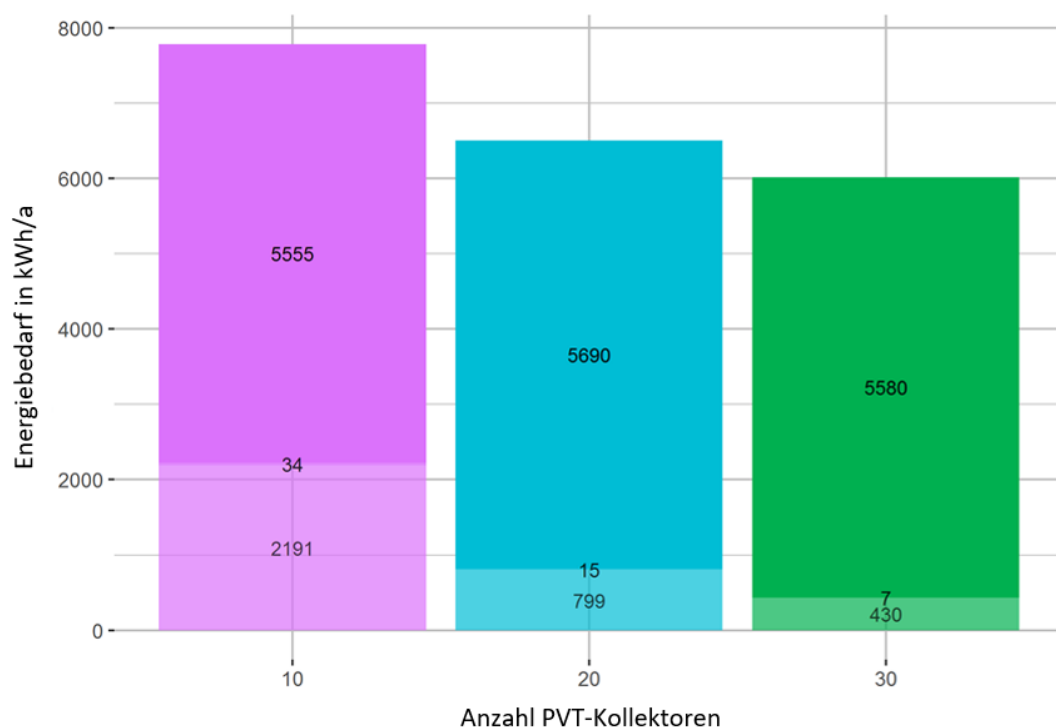


Abbildung 13: Vergleich des jährlichen Energiebedarfs bei unterschiedlicher Anzahl PVT-Kollektoren. Dunkel ist jeweils der Strombedarf der Wärmepumpe dargestellt, hell der Strombedarf der Zusatzheizungen. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte in der Mitte der Balken sind dabei der elektrische Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher).

Eine geringe VLT im Heizungssystem begünstigt, wie bei allen Wärmepumpen-Systemen, die Systemeffizienz massgeblich. Bei einer VLT von 40 °C ist der Strombedarf im Heizungssystem um 20 % geringer als im Referenzsystem mit 60 °C VLT (Tabelle 9).

	40 °C	60 °C	65 °C
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh/a	4'802	6'017	6'192
Nutzenergie in kWh/a	18'314	18'304	18'309
SJAZ (ohne Pumpen)	3.8	3.0	3.0
<u>SJAZ</u>	<u>3.5</u>	<u>2.9</u>	<u>2.8</u>

Tabelle 9: Vergleich des Strombedarfs des Heizungssystems und der Systemjahresarbeitszahlen für unterschiedliche VLT.

Im Falle einer VLT von 40 °C kann ein deutlich grösserer Unterschied zwischen den SJAZ mit und ohne Pumpenstrom beobachtet werden kann als bei den höheren VLT. Dies liegt daran, dass bei der geringen VLT der gesamte Energieverbrauch geringer ist und der Pumpenstrom somit mehr ins Gewicht fällt.

3.1.3 Systemvergleiche

Um die Systemeffizienz von L-Sol zu beurteilen, wird das System mit verschiedenen bekannten Vergleichssystemen verglichen.

Vergleich zu den Systemen mit saisonalem Speicher:

Wie zu erwarten war, ist das System L-Sol energetisch etwas ungünstiger als 2-Sol (Abbildung 14). Dies liegt daran, dass 2-Sol ganzjährig hohe Quelltemperaturen aufweist, während die Quelltemperaturen



des Systems L-Sol im Winter bis -15°C sinken können. Auch das Eisspeicher-System weist mit fünffachem Speichervolumen und der Nutzung des Phasenübergangs im Winter mildere Quellen-Temperaturen auf, was vor allem im Winter zu einer höheren Systemeffizienz gegenüber dem L-Sol führt. In den Sommermonaten dagegen zeigt das L-Sol System den geringsten Stromverbrauch aller Systeme. Das kommt daher, dass im L-Sol System neben hohen erreichbaren Vorlauf-Temperaturen im Sommer auch Wärme direkt vom KW-Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher überführt werden kann. Das Brauchwarmwasser kann somit vorerwärmt oder sogar auf die Solltemperatur gebracht werden, ohne die Wärmepumpe zu benutzen.

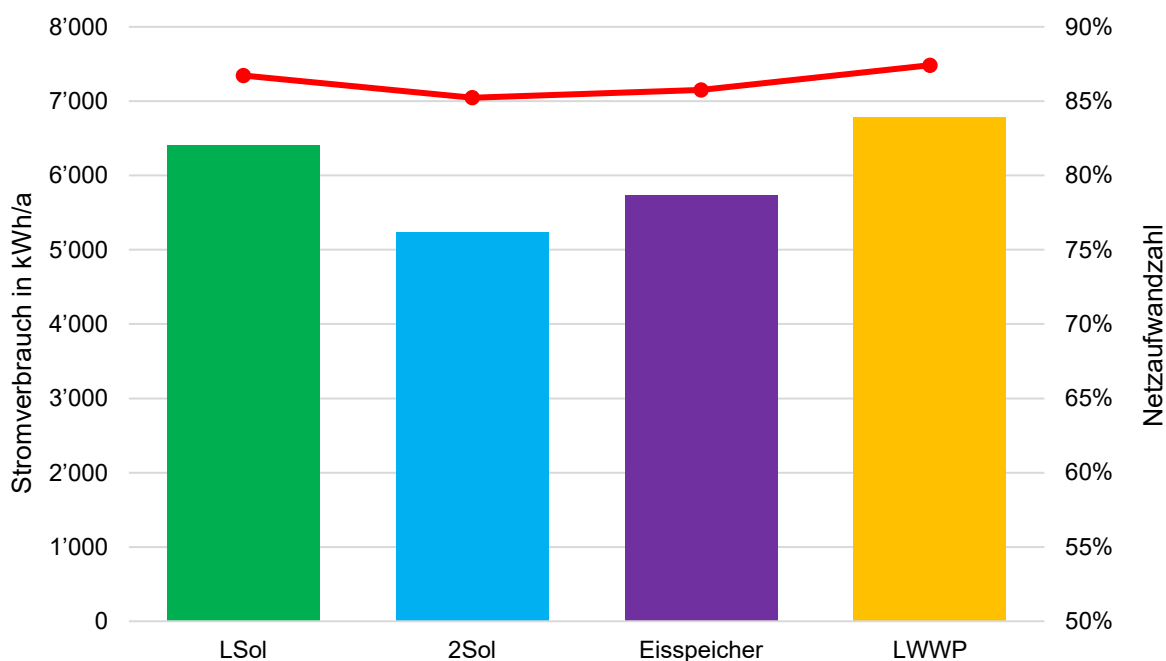


Abbildung 14: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen sanierten Altbau (Heizwärmebedarf 15'000 kWh/a). Am besten schneidet hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das LWWP-System benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden.

Vergleich zum LWWP-System:

Beim sanierten Neubau mit einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh/a verbraucht L-Sol in elf von zwölf Monaten weniger Strom als ein LWWP-System (siehe [6]). Die Gründe dafür liegen zum einen in der geringeren Effizienz von LWWP, zum andern aber auch in der Möglichkeit, im L-Sol System solare Einstrahlung direkt in Wärme umzuwandeln und somit auch an sonnigen Wintertagen hohe Vorlauf-Temperaturen erreichen zu können. Im Januar liegt der Stromverbrauch im LWWP-System jedoch unter dem Stromverbrauch im L-Sol. Auch hier liegt der Grund in den quellseitigen VLT. Bei längeren Kälteperioden mit wenig Sonneneinstrahlung und hohem Heizwärmebedarf (nicht sehr gut gedämmtes Gebäude) wird im L-Sol zu viel Energie aus dem KW-Speicher gezogen. Erreicht dieser seine definierte Minimaltemperatur von -15°C , wird die Wärmepumpe ausgeschaltet und ein allfälliger Heizwärmebedarf über den elektrischen Heizstab im Heizungspuffer-Speicher gedeckt. Abbildung 15 zeigt, dass der jährliche Strombedarf des LWWP-Systems für einen Neubau mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh deutlich höher liegt als im L-Sol-System. Bei diesem Anwendungsfall ist der Strombedarf bei L-Sol in allen Monaten geringer als beim LWWP-System (siehe [6]).



Der Grund für das bessere Abschneiden von L-Sol in einem sehr gut gedämmten Gebäude ist in der Dimensionierung des Speichers zu suchen. Auf Grund des geringen Heizwärmebedarfs muss die elektrische Zusatzheizung deutlich seltener zugeschaltet werden und der Speicher kann Kälteperioden auf Grund des geringeren Wärmebedarfs besser bzw. über einen längeren Zeitraum puffern.

In den betrachteten Systemen sind die Netzaufwandszahlen relativ schlecht, da keine auf die Förderung des Eigenverbrauchs ausgerichtete Steuerung verwendet wird. In den vorliegenden Simulationen richtet sich die Steuerung der Wärmepumpe einzig nach dem thermischen Bedarf. Spezielle Steuerungen für das L-Sol-System, welche einen netzdienlicheren Betrieb erlauben, sind in Abschnitt 3.2.2 beschrieben.

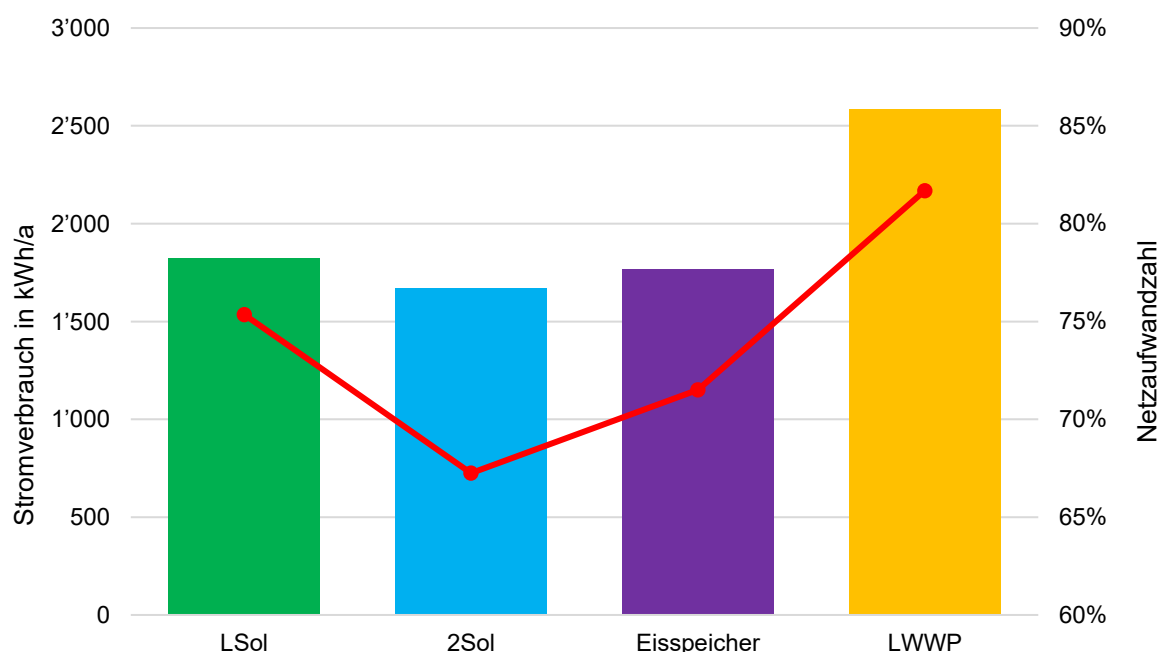


Abbildung 15: Vergleich der für das Heizsystem benötigten elektrischen Energie für L-Sol und die drei Vergleichssysteme für einen Neubau (Heizwärmebedarf 3'000 kWh/a). Am besten schneiden hier 2-Sol ab, gefolgt von Eisspeicher und L-Sol. Das LWWP-System benötigt am meisten elektrische Energie. Zusätzlich ist die Netzaufwandzahl abgebildet. Sie beschreibt den Anteil des Stromverbrauches, der vom Netz bezogen werden muss. Hier schneiden alle Systeme schlecht ab (sehr hohe Netzaufwandzahl), da keine den Eigenverbrauch optimierende Steuerungen verwendet wurden.

Die Systemjahresarbeitszahl der Systeme mit Sole-Wasser-Wärmepumpe (L-Sol, 2-Sol und Eisspeicher) steigt sich deutlich (8 bis 20 %) für Gebäude mit einem geringeren Heizwärmebedarf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Entzugsleistung der Wärmepumpe geringer ist. Der Quelle wird somit weniger Wärme entzogen, wodurch die Quelltemperaturen höher bleiben. Dadurch verbessert sich die Jahresarbeitszahl der Wärmeerzeugung. Bei einer Luft-Wasser-Wärmepumpe verändert sich die Quelltemperatur nicht in Abhängigkeit von der entzogenen Wärmemenge, da das umgebende Luftvolumen als unbegrenzte Wärmequelle gesehen werden kann.

3.1.4 Nachgerüstete Kollektoren

Um den thermischen Ertrag von originalen PVT-Kollektoren mit nachgerüsteten (Wärmetauscher hinter ein gewöhnliches, gerahmtes PV-Modul geklemmt) Kollektoren zu vergleichen, wurden Messungen mit den nachgerüsteten PVT-Kollektoren am PVT-Messstand ausgewertet und die Parameter für die Wirkungsgradkennlinie bestimmt (siehe auch Schubert et al., 2018). Diese Parameter wurden in Polysun eingesetzt, um die nachgerüsteten Kollektoren simulieren zu können.



In Abbildung 16 sind der Strombedarf der Wärmepumpe (dunkel) und der Zusatzheizungen (hell) für originale und nachgerüstete PVT-Kollektoren für das Grundsystem im Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh dargestellt. Die Zahlenwerte entsprechen dem elektrischen Energieverbrauch in kWh/a der jeweiligen Komponente (die vernachlässigbar kleinen Zahlenwerte in der Mitte der Säulen entsprechen dabei dem elektrischen Heizstab im Brauchwarmwasserspeicher).

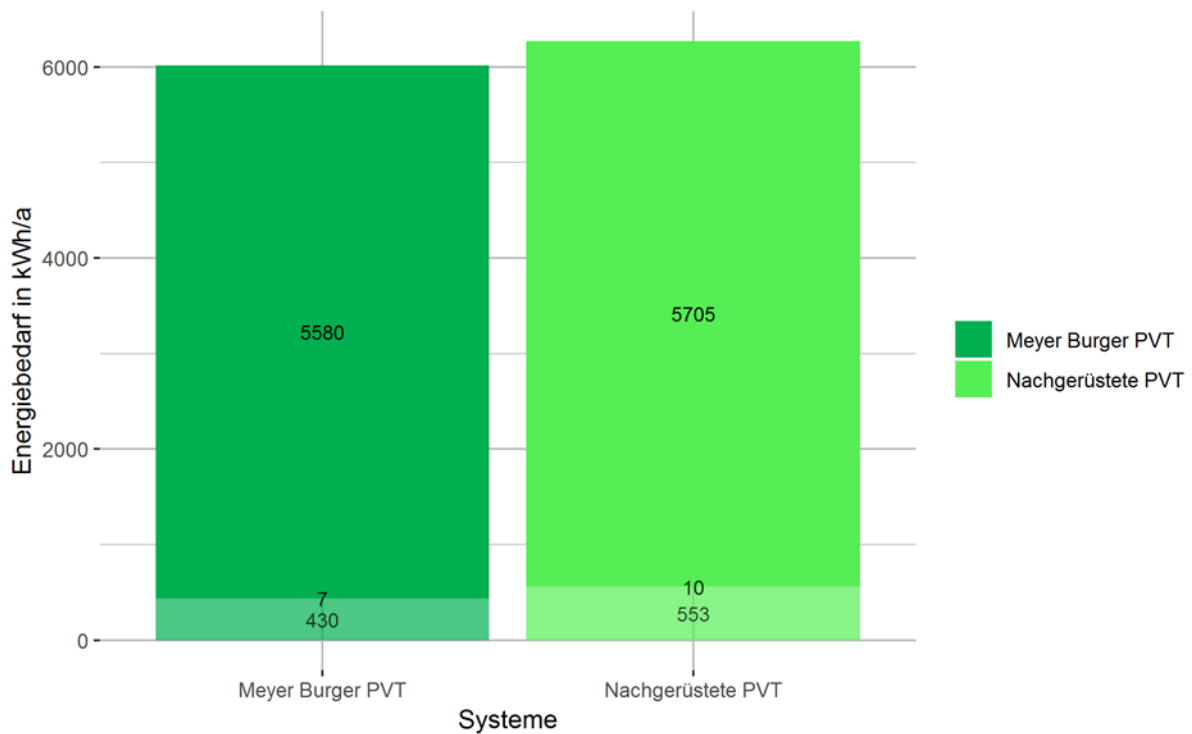


Abbildung 16: Vergleich des Energiebedarfs für originale und nachgerüstete PVT-Kollektoren (Gebäude mit Heizenergiebedarf 15'000 kWh).

Vergleicht man den elektrischen Energieverbrauch der Wärmeerzeuger im System mit originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren (Abbildung 16), so wird ersichtlich, dass die Wärmeerzeuger im System mit den nachgerüsteten PVT-Kollektoren lediglich 3.8 % mehr Strom verbrauchen. Auf den ersten Blick ist dieses Ergebnis überraschend, da die nachgerüsteten PVT-Kollektoren auf dem PVT-Messstand eine um 17 bis 18 % geringere Leistung zeigen als die originalen PVT-Kollektoren (siehe Tabelle 10). Wird allerdings der jährliche Kollektorfeldertrag der beiden Systeme verglichen, fällt auf, dass dieser bei den nachgerüsteten PVT-Kollektoren nur um 3 % geringer ist. Auf Monatsbasis sieht man, dass die nachgerüsteten Kollektoren in allen Monaten etwas schlechter abschneiden als die originalen PVT-Kollektoren. Auch auf Wochenbasis unterscheiden sich die Erträge kaum. Die VLT sind allerdings bei den nachgerüsteten Kollektoren geringer.

Einstrahlung in Kollektorebene (W/m²)	Leistung Wärmeaufnahme (W/m²)		absolute Abweichung (W/m²)	relative Abweichung (%)
	Nachgerüstet	Original		
150 bis 500	186.9	225.5	38.6	17.1
500 bis 800	277.6	334.1	56.5	16.9
über 800	364.8	446.3	81.5	18.3

Tabelle 10: Übersicht über die Mittelwerte in den verschiedenen Bereichen Globalstrahlung auf Kollektorebene und die absoluten und relativen Abweichungen dieser Mittelwerte.



Durch den geringeren Wirkungsgrad der nachgerüsteten PVT-Kollektoren können sie unter identischen Umgebungsbedingungen und bei gleichen Vorlauftemperaturen (VLT) weniger hohe Rücklauftemperaturen erreichen als originale PVT-Kollektoren. Dadurch erwärmt sich der Speicher weniger stark und die VLT bleibt tiefer. Eine tiefere VLT verbessert wiederum die Leistung der Kollektoren. Ausserdem sorgt sie dafür, dass sich der Effekt der geringeren Leistung im Vergleich von kompletten Systemen viel weniger stark zeigt als im direkten Vergleich von nachgerüsteten und originalen PVT-Kollektoren unter identischen Bedingungen erwartet würde. Abbildung 17 zeigt diese Erklärung deutlich. Die durchschnittlichen VLT sind bei den nachgerüsteten Kollektoren ganzjährig geringer als bei den Originalen, dafür zeigen sie mehr Betriebsstunden. Der Kollektorfeldertrag unterscheidet sich somit nicht sehr stark, findet aber auf unterschiedlichen Temperaturniveaus statt, was sich auch in der Effizienz des Systems zeigt (Abbildung 16).

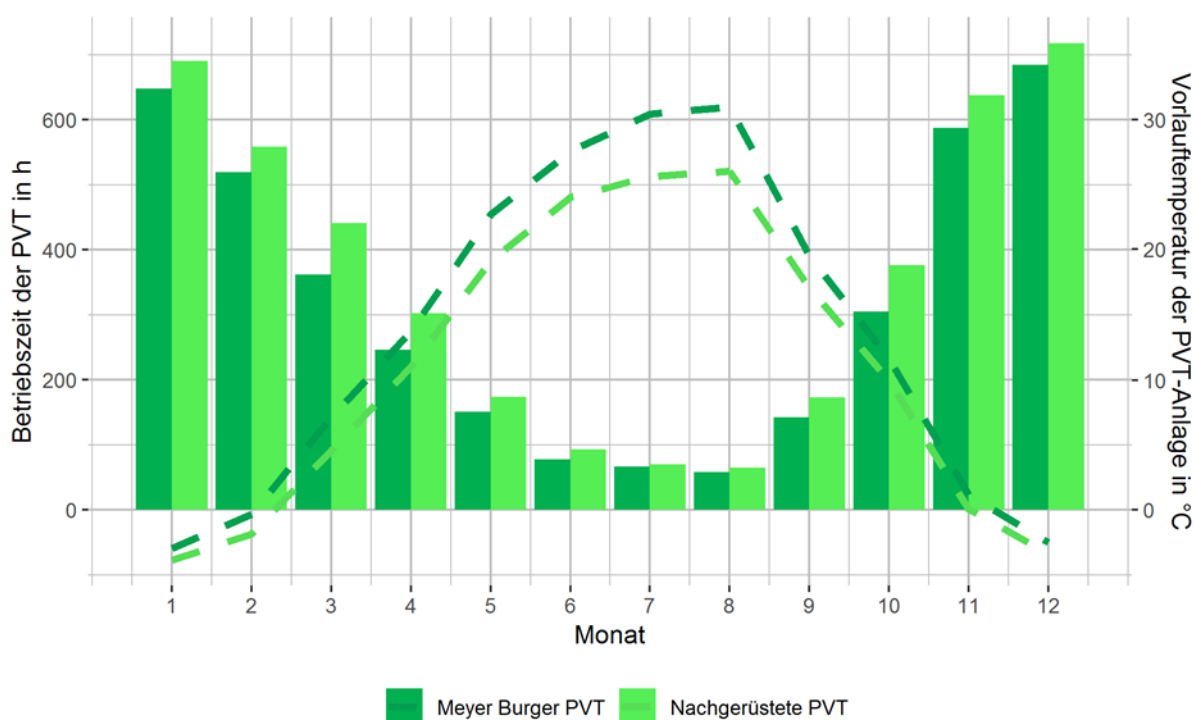


Abbildung 17: Vergleich von Betriebsstunden der originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren. Ebenfalls werden die durchschnittlichen VLT der PVT-Anlagen verglichen.

Die Jahresarbeitszahlen mit Pumpenstrom unterscheiden sich deutlicher für nachgerüstete und originale Kollektoren, da durch die höhere Anzahl an Betriebsstunden bei den nachgerüsteten Kollektoren mehr Pumpenstrom benötigt wird (Tabelle 11).

	Meyer Burger PVT	Nachgerüstete PVT
Energieverbrauch der Wärmeerzeuger in kWh	6'017	6'268
Nutzenergie in kWh	18'304	18'300
SJAZ (ohne Pumpen)	3.0	2.9
SJAZ	2.9	2.7

Tabelle 11: Vergleich der Jahresarbeitszahlen von L-Sol mit originalen und nachgerüsteten PVT-Kollektoren.



3.1.5 Kosten und Kostenoptimierungen

Da sich bei der Untersuchung der Kosten zeigte, dass das System L-Sol insbesondere durch die hohen Kosten für die PVT-Anlage stark verteuert wird, werden im Folgenden kostenoptimierte Varianten für ein Gebäude mit 15'000 kWh Heizwärmebedarf aufgezeigt und verglichen (energetisch und wirtschaftlich über Lebenszykluskosten). Die Vergleiche für ein Gebäude mit 3'000 kWh Heizwärmebedarf befinden sich im Jahresbericht 2018 [6]. Die kostenoptimierten Systeme sind wie folgt definiert:

L-Sol: Definiertes L-Sol-Grundsystem (siehe Abschnitt 2.1.3, in Abbildungen dunkelgrün gezeigt)

L-Sol kostenoptimiert: anstatt 30 PVT-Kollektoren werden 20 PVT-Kollektoren und 10 PV-Module verwendet

L-Sol nachgerüstet: 30 nachgerüstete PVT-Kollektoren

L-Sol Kombi: anstatt 30 PVT werden 20 nachgerüstete PVT- und 10 PV-Module verwendet.

Die für Phase 1 berechneten Lebenszykluskosten in Abbildung 18 zeigen, wie die Kosten der kostenoptimierten L-Sol Systeme immer weiter abnehmen. Die Varianten L-Sol nachgerüstet und L-Sol Kombi liegen für ein Gebäude mit 15'000 kWh Heizenergie in etwa gleich auf wie ein LWWP-System.

Die Lebenszykluskosten sind eine statische Betrachtung der Investitionskosten sowie der Betriebskosten und Einnahmen durch den Verkauf von PV-Strom über 20 Jahre.

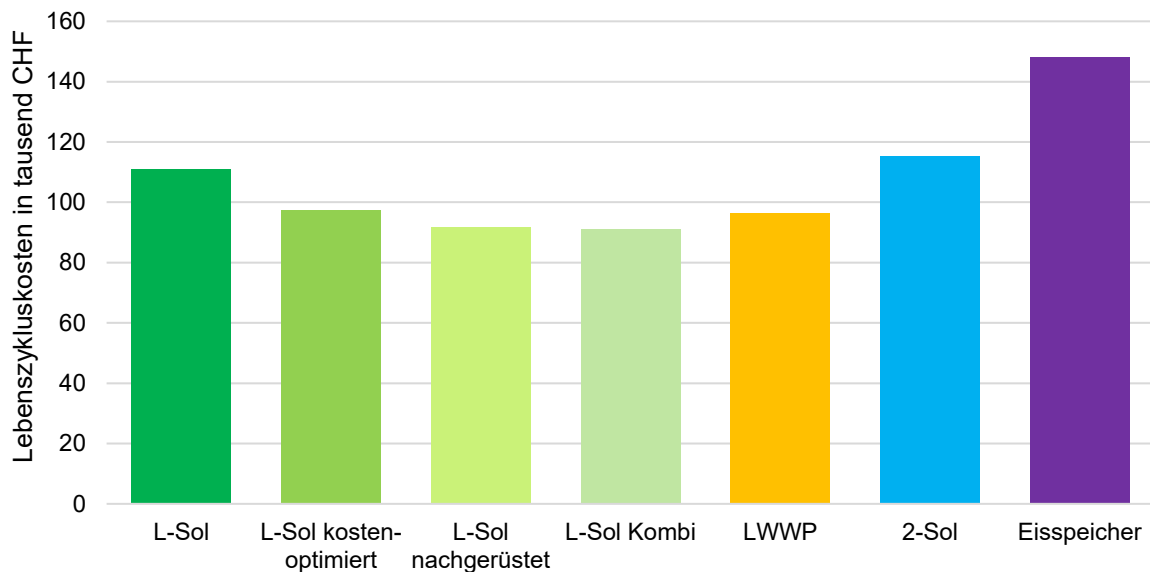


Abbildung 18: Lebenszykluskosten bei L-Sol (Phase 1) und den Vergleichssystemen für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 15 MWh/a.

Der Strombedarf der verschiedenen Systeme in Abbildung 19 zeigt, dass die Reduktion der PVT-Kollektoren von 30 auf 20 bei dem Heizwärmebedarf von 15'000 kWh dazu führt, dass diese kostenoptimierten L-Sol Varianten übers Jahr mehr Strom verbrauchen als das LWWP-System. Dieser Effekt zeigte sich für den Energieverbrauch im 3'000 kWh Gebäude nicht, dort war der Energieunterschied zwischen L-Sol und LWWP-System hoch genug, dass auch ein ineffizienteres L-Sol System noch weniger Strom benötigte (siehe Jahresbericht 2018 [6]).

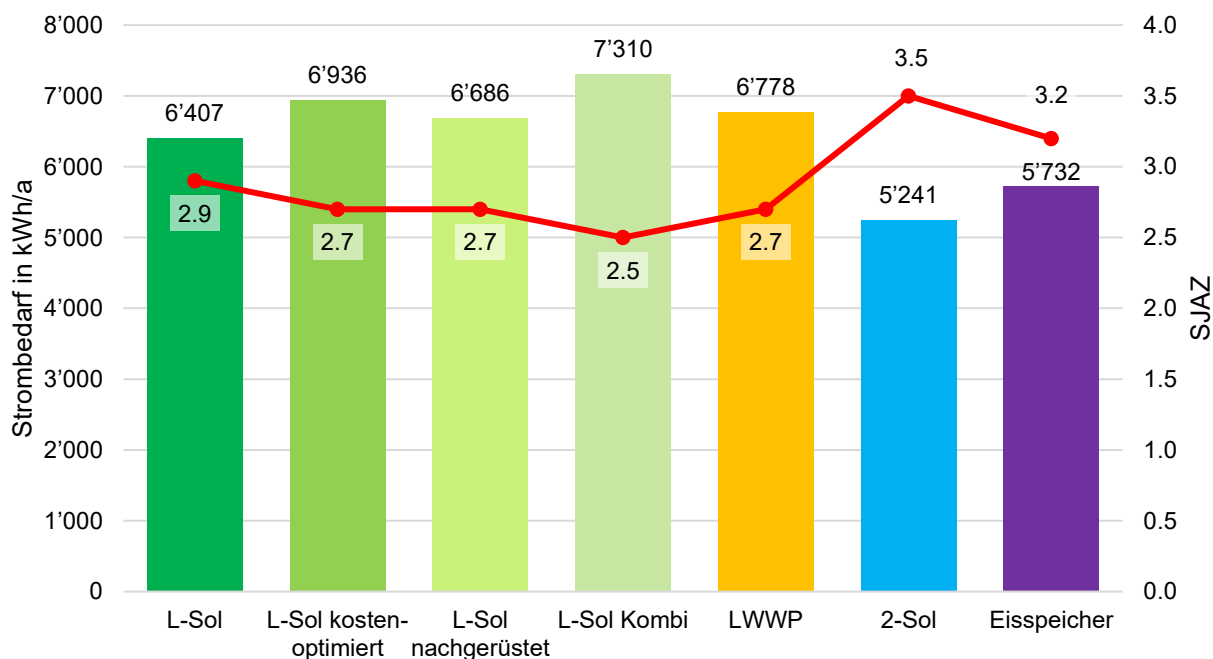


Abbildung 19: Energetischer Vergleich für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von etwa 15 MWh/a zwischen den kostenoptimierten Systemen und den Vergleichssystemen aus Phase 1.

In Phase 2.1 wurden die gleichen Systeme nochmals für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10'000 kWh pro Jahr gerechnet. Obwohl dort das L-Sol-System schon energetisch optimiert wurde und somit nicht direkt mit den Ergebnissen für das Gebäude mit Heizenergiebedarf von 15'000 kWh/a aus Phase 1 verglichen werden kann, sind die Energiekennzahlen der Systeme hier in Abbildung 20 eingefügt. Sie zeigen, dass nach der energetischen Optimierung des Systems auch weniger PVT-Kollektoren und somit eine Kostenreduktion des Systems möglich sind ohne den Effizienzvorteil gegenüber dem LWWP-System zu verlieren. Alle Varianten von L-Sol haben einen geringeren Stromverbrauch und eine bessere Jahresarbeitszahl als ein LWWP-System.

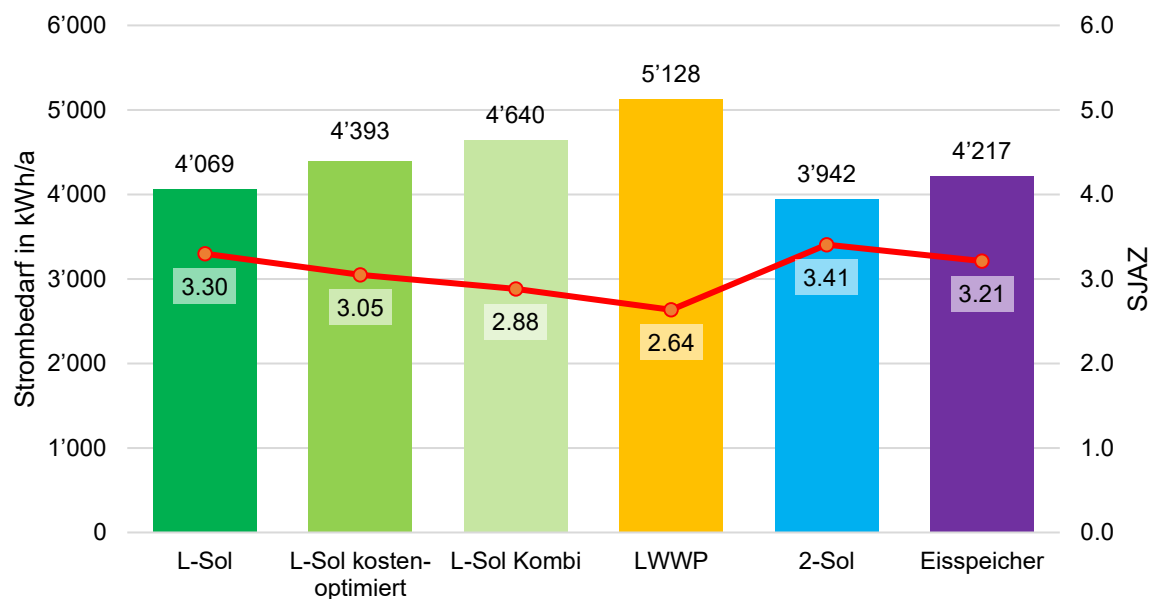


Abbildung 20: Energetischer Vergleich für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von etwa 10 MWh/a zwischen den kostenoptimierten Systemen und den Vergleichssystemen aus Phase 2.1.

Auch die Lebenszykluskosten wurden für die verschiedenen Systeme mit einem Heizwärmebedarf von 10'000 kWh/a nochmals berechnet (Abbildung 21). Anders als in Phase 1 wurde dabei die Lebensdauer der Wärmepumpen auf 20 Jahre erhöht, wodurch diese in einem Lebenszyklus des Systems nicht ersetzt werden müssen. Dies führt dazu, dass alle Varianten von L-Sol höhere Lebenszykluskosten aufweisen als das LWWP-System. Der Wegfall der Ersatzkosten der LWWP in Phase 1 fällt mehr ins Gewicht als der der Sole-Wasser-Wärmepumpen, da letztere kostengünstiger sind. Die kostengünstigste L-Sol-Variante (L-Sol Kombi) ist allerdings lediglich rund 22 % teurer. Verglichen mit den Systemen 2-Sol und Eisspeicher sind alle Varianten von L-Sol deutlich kostengünstiger.

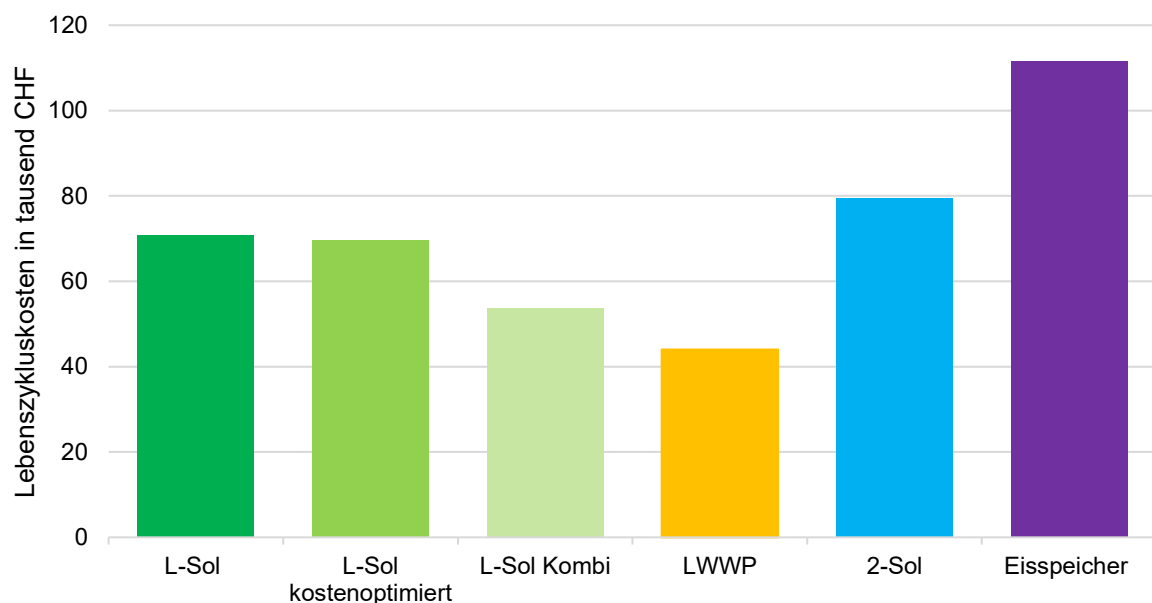


Abbildung 21: Lebenszykluskosten bei L-Sol und den Vergleichssystemen für ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a nach Phase 2.1.



3.1.6 Nutzwertanalyse

Um sowohl ökonomische, ökologische als auch technische Aspekte der verschiedenen Systeme zu gewichten und als Gesamtwert miteinander vergleichen zu können, wurde eine Nutzwertanalyse durchgeführt.

Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh

Alle vier Heizsysteme und die drei kostenoptimierten L-Sol-Varianten wurden in der gleichen Nutzwertanalyse bewertet. Werden alle Hauptkategorien wie in Abschnitt 2.1.8 beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landen auf den vordersten vier Plätzen die drei L-Sol Varianten sowie das ursprüngliche L-Sol (siehe Abbildung 22). Dies liegt daran, dass sie im ökologischen Bereich deutlich besser abschneiden als das LWWP-System und ökonomisch deutlich besser als die Systeme 2-Sol und Eisspeicher. Zudem punkten alle L-Sol Varianten mit einem mittleren Platzbedarf, tiefen Geräuschemissionen und flexiblen Einsatzmöglichkeiten ohne Baubewilligung.

An erster Stelle schneidet die Variante L-Sol nachgerüstet ab. Sie ist leicht teurer als die Variante L-Sol Kombi, die Effizienzsteigerung und somit die ökologische Bewertung steigert dagegen den Nutzwert deutlich. Nach den verschiedenen L-Sol Varianten auf Platz fünf liegt das System 2-Sol, gefolgt von dem LWWP System und dem Eisspeicher System. Dass das LWWP-System einen ökologischen Nutzwert von null hat, ist damit zu begründen, dass es das System mit der geringsten Stromproduktion und dem grössten Stromverbrauch ist. Sensitivitätsanalysen, in denen die Gewichtungen der drei Hauptkategorien variiert wurden zeigen, dass L-Sol nachgerüstet in den meisten Fällen auf dem ersten Platz bleibt. Nur wenn die Ökologie sehr stark gewichtet wird (mind. 60 %), kommen die Systeme 2-Sol und Eisspeicher auf die vorderen Plätze. Die genauen Erkenntnisse aus der Sensitivitätsanalyse können im Jahresbericht 2018 [6] nachgelesen werden.

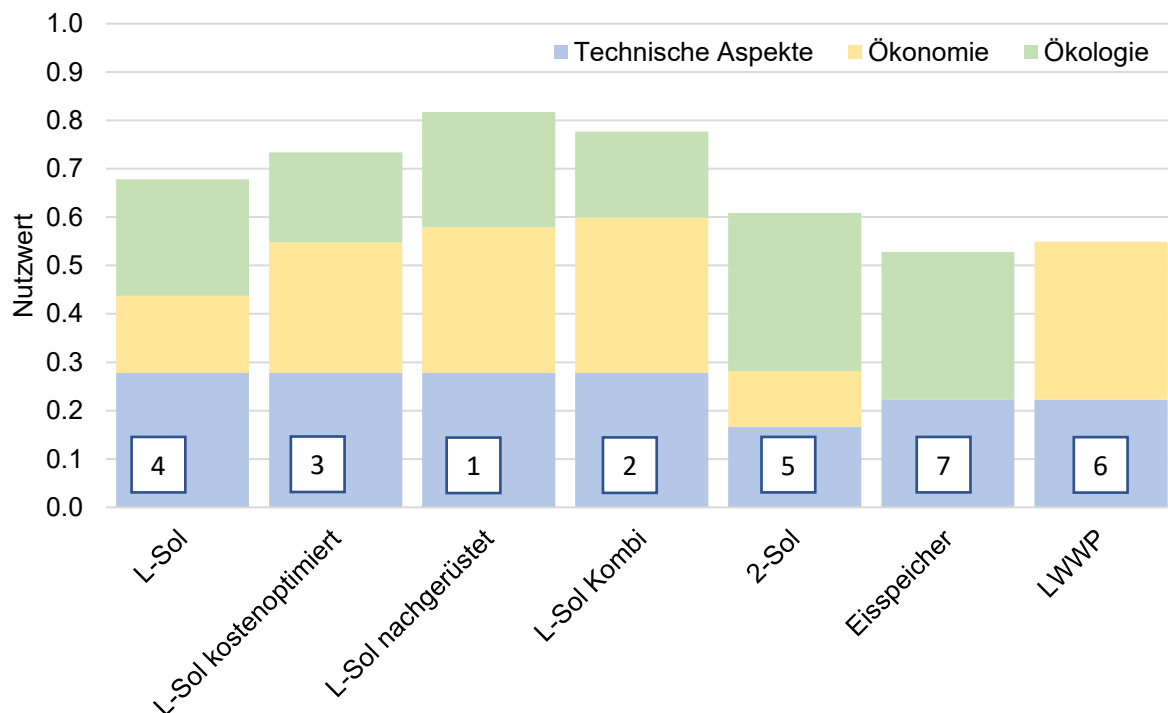


Abbildung 22: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh.



Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh

Werden alle Hauptkategorien wie in Kapitel 2.1.8 beschrieben je zu einem Drittel gewichtet, so landet bei einem Heizwärmebedarf von jährlich 15'000 kWh die Variante L-Sol nachgerüstet auf dem ersten Platz (Abbildung 23). An zweiter Stelle steht das System 2-Sol, knapp vor der Variante L-Sol Kombi. An vierter Stelle steht das LWWP System. Die Bewertung der technischen Aspekte ist gleich wie bei dem Gebäude mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 3'000 kWh. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse finden sich ebenfalls im Jahresbericht 2018.

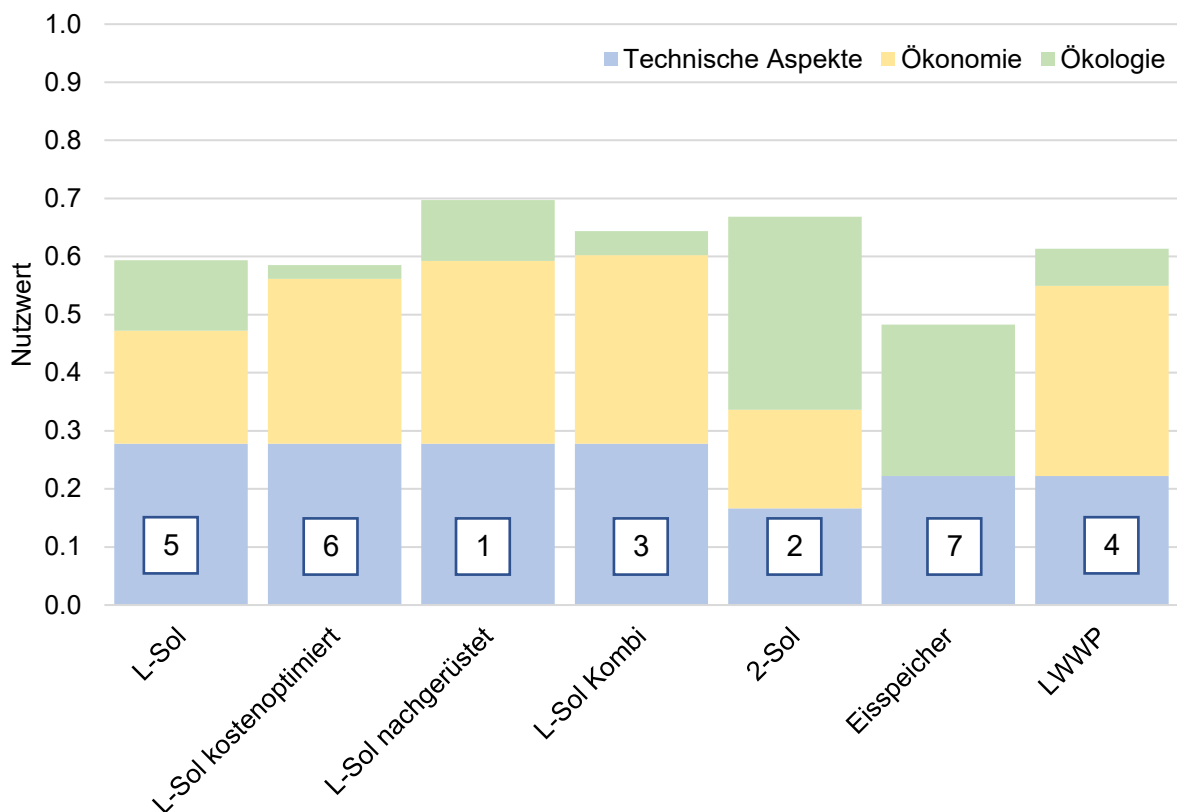


Abbildung 23: Ergebnisse der Nutzwertanalyse bei einem jährlichen Heizwärmebedarf von 15'000 kWh.

3.1.7 Schlussfolgerungen aus der ersten Phase und deren Einfluss auf weitere Analysen

Die Ergebnisse aus der ersten Phase beeinflussen das weitere Vorgehen für die zweite Projektphase. Im Begleitgruppentreffen am Ende der ersten Projektphase, sowie beim Go/NoGo-Review wurden Probleme besprochen und das weitere Vorgehen diskutiert und festgelegt. Neben dem möglicherweise noch vorhandenen Optimierungspotenzial bei der Systemeffizienz waren mitunter die hohen Einschaltzyklen der Wärmepumpe ein zu adressierendes Problem. Die hierzu durchgeführten Analysen und deren Ergebnisse werden in Abschnitt 3.2 erläutert. Aus praktischen Gründen wurde neben einem System mit zwei separaten technischen Speichern für Brauchwarmwasser und Heizung auch ein System mit Kombi-Speicher betrachtet (ebenfalls ab Abschnitt 3.2).

Da neben der Systemeffizienz auch der Eigenverbrauch bzw. die Autarkie für den Nutzer interessant ist, werden Simulationen mit einer SG-Ready-Steuerung durchgeführt (siehe Abschnitt 3.2.2). Weiter wurde eine Option für eine energieeffiziente Kühlung im Sommer getestet (Abschnitt 3.2.5). Zusätzlich wurde festgelegt, dass eine Dimensionierungsmatrix für eine schnelle Erst-Dimensionierung des Systems in Abhängigkeit von Heizwärmebedarf und solarer Einstrahlung erarbeitet wird. Diese ist in Abschnitt 3.3 erläutert und dargestellt.



Die Simulationen in der ersten Projektphase haben gezeigt, dass das System L-Sol eine grössere Systemeffizienz aufweist als ein LWWP-System. Die Systemeffizienz ist jedoch ebenfalls von der Gebäudekategorie abhängig. Je schlechter isoliert das Gebäude, desto tiefer ist die Systemeffizienz. Andererseits bestehen bei Neubauten weniger Ansatzpunkte die Idee für ein System wie L-Sol einzubringen. Bei Sanierungen ist der Kontakt zu den Bauherren einfacher herzustellen, da der Weg bei einem Heizungersatz im Normalfall nicht wie bei einem Neubau immer über einen Architekten führt. Aus diesem Grund wurde beschlossen, sich in der zweiten Projektphase auf sanierte EFH mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 10 MWh zu konzentrieren und bei den folgenden Auswertungen auf Neubauten zu verzichten.

3.2 Phase 2.1: Systemoptimierung

3.2.1 Optimierung der Hydraulik und der Steuerung

Zu Beginn der zweiten Projektphase wurden einige Änderungen im simulierten System untersucht, mit dem Ziel die Effizienz des Heizungssystems zu erhöhen. Sämtliche Änderungen sind in Tabelle A1 und Tabelle A2 im Anhang ersichtlich. Die wichtigsten und ausschlaggebenden Änderungen zur Verbesserung der Systemeffizienz sind die folgenden:

- Änderung der Hysterese im PVT-Kreislauf von 6/2 °C auf 4/1.5 °C
- Änderung der Hysterese im Vorerwärmungs-Kreislauf von 6/2 °C auf 4/2.0 °C
- Erhöhung des spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf von 30 auf 50 l/(m²h)
- Einführung einer Hysterese von 0.5 °C zur Abschaltung der Wärmepumpe und Einschalten der Heizstäbe bei -15°C in der untersten Schicht des primärseitigen Speichers
- Reduktion der Nennleistung der Wärmepumpe (von 13 auf 10 kW)

Mit der Einführung der Hysterese für die Wärmepumpe und die Heizstäbe kann die Anzahl der Einschaltzyklen der Wärmepumpe um ca. 40 % reduziert werden, was sich positiv auf die Lebensdauer der Wärmepumpe auswirkt. Beim Einsatz eines Kombi-Speichers beträgt die Reduktion sogar rund 75 % im Vergleich zum Zwei-Speicher-Modell der Phase 1 und rund 42 % im Vergleich zu einer vergleichbaren LWWP. Die Einführung dieser Hysterese und die Reduktion der Nennleistung der Wärmepumpe haben zu einer marginalen Erhöhung des Stromverbrauches geführt. Dagegen konnte der Stromverbrauch insbesondere durch die Änderungen der Hysteresen und beim spezifischen Durchsatz um ca. 11 % im Vergleich zum bisherigen Modell reduziert werden (Abbildung 24, Zwei-Speicher L-Sol). Dabei sank der durch die Heizstäbe verursachte Verbrauch (hauptsächlich im Heizpufferspeicher) um rund 38 %. Die Verwendung des Kombispeichers ist in Bezug auf die Systemeffizienz neutral (Abbildung 24 Kombi). Die Verwendung einer Frischwasserstation böte die Möglichkeit zur Reduktion der Zapftemperatur. Bei einer leichten Reduktion der Zapftemperatur von 50°C auf 47°C beträgt die mögliche Reduktion des Stromverbrauchs 1.5 %.

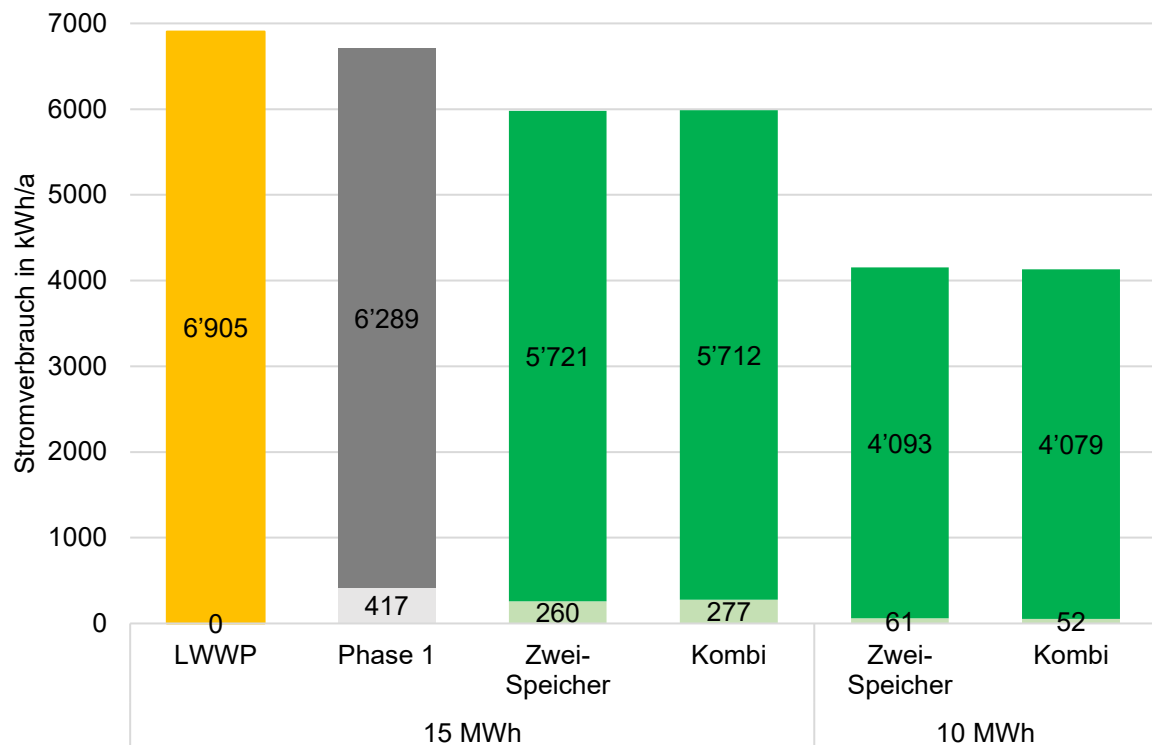


Abbildung 24: Vergleich des Stromverbrauchs eines LWWP-Systems (gelb) mit L-Sol (grün). Für L-Sol ist das in Phase 1 verwendete Modell (bisher) neben dem Zwei-Speicher- und Kombi-Modell nach der Optimierung der Systemeffizienz sowohl für ein Gebäude mit den bisherigen 15 MWh/a als auch dem neu verwendeten 10 MWh/a Heizwärmebedarf dargestellt.

In Abbildung 25 ist die Effizienzsteigerung durch die erwähnten Anpassungen nochmals für die einzelnen Monate dargestellt. Es fällt auf, dass die Optimierungen insbesondere im Winter für eine Verringerung des Stromverbrauchs sorgen. Dies ist im Hinblick auf die Problematik der erneuerbaren Stromerzeugung im Winter eine sehr wünschenswerte Verbesserung. Daher dienen die entsprechend angepassten Modelle Zwei-Speicher und Kombi in der zweiten Projektphase als Grundlage für alle weiteren Berechnungen.

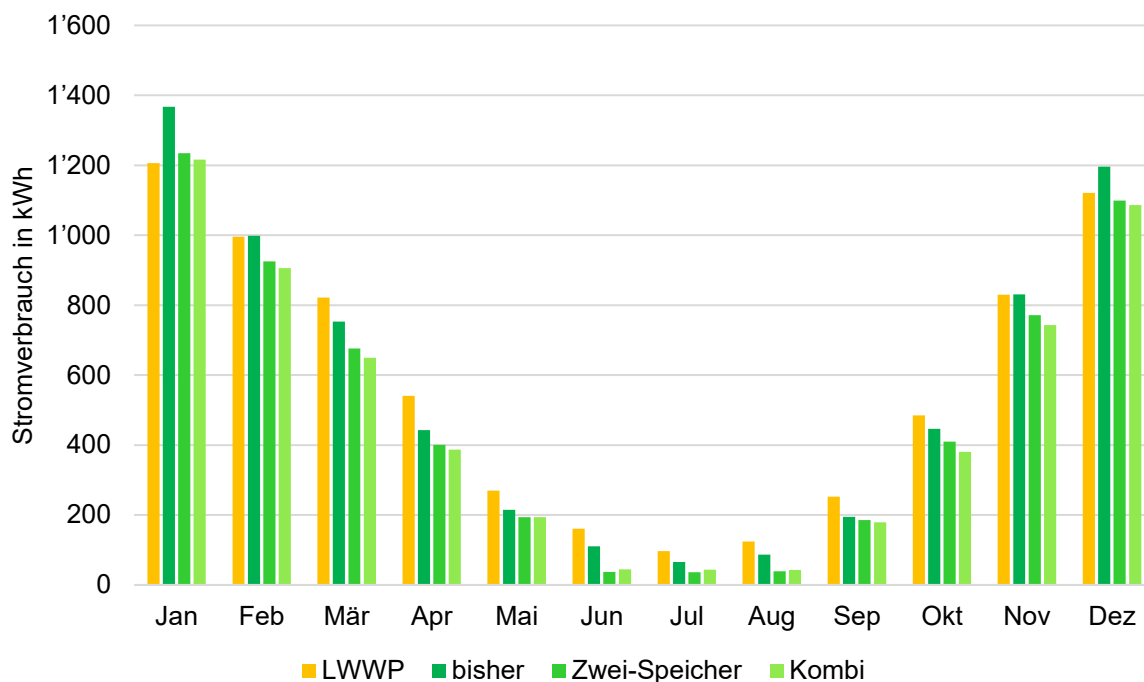


Abbildung 25: Vergleich der neuen L-Sol Varianten mit der in Phase 1 verwendeten Variante (bisher) und einem LWWP-System auf Monatsbasis für ein Gebäude mit 15 MWh/a Heizwärmebedarf.

Im Begleitgruppentreffen und beim Zwischen-Review mit dem Bundesamt für Energie wurde beschlossen, dass man sich in der zweiten Projektphase auf sanierte EFH fokussiert und den bisherigen Anstellwinkel für die PVT-Kollektoren von 20 auf 30° ändert. Für das im Folgenden betrachtete Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a bedeutet dies eine Reduktion des gesamten Stromverbrauches um rund 80 kWh/a. Der steilere Anstellwinkel ist also am betrachteten Standort vorteilhaft für den solarthermischen Ertrag der PVT-Kollektoren. Der Gesamtstromverbrauch im Zwei-Speicher-Modell liegt entsprechend neu bei 4'076 kWh/a und beim Kombi-Modell bei 4'049 kWh/a.

3.2.2 Systemoptimierung zur Reduktion des Netzbezuges

Neben der Systemeffizienz ist für den Nutzer der Eigenverbrauch relevant. Durch die Nutzung der zwei zusätzlichen Steuerungseingänge bei SG-Ready fähigen Wärmepumpen, kann der normale Betrieb einer Wärmepumpe übersteuert werden. In einer Parameterstudie wurde für das System L-Sol getestet, inwiefern die Effizienz und der Netzbezug des Systems beeinflusst werden können. Die Parameter sind gezielte Überhitzung bei unterschiedlichen Speichervolumen, eine einfache Betriebssperre in der Nacht bei kalten Temperaturen oder eine über Wetterprognosen festgelegte Betriebssperre.

Überhitzen der sekundärseitigen Speicher

Gezieltes Überhitzen in Zeiten während Verfügbarkeit von PV-Strom verringert den Netzbezug. Der Einfluss des Überhitzens auf den Netzbezug ist auf der einen Seite abhängig von den Schwellwerten für Ein- und Ausschalten des Überhitzens. Die Abhängigkeit vom Einschalt-Kriterium F, ist deutlicher und homogener als die Abhängigkeit vom Ausschaltkriterium G. Das Ausschalten des Überhitzen-Vorgangs wird häufig durch das Erreichen der Maximaltemperatur im Speicher bestimmt. Damit greift das Ausschaltkriterium nicht immer. Bei Variation des Einschaltkriteriums sinkt der Netzbezug mit sinkender Einschaltsschwelle tendenziell bis zu einem Wert von etwa 0.8. Aus diesem Grund wurden für das Kombi-Modell explorativ auch Simulationen mit einer Einschaltsschwelle F von 0.6 untersucht. Zwischen 0.8 und 0.6 ist jedoch keine klare Abnahme des Netzbezuges mehr festzustellen (siehe Abbildung 26). Aus diesem Grund wurde diesbezüglich auf weitere Simulationen verzichtet.

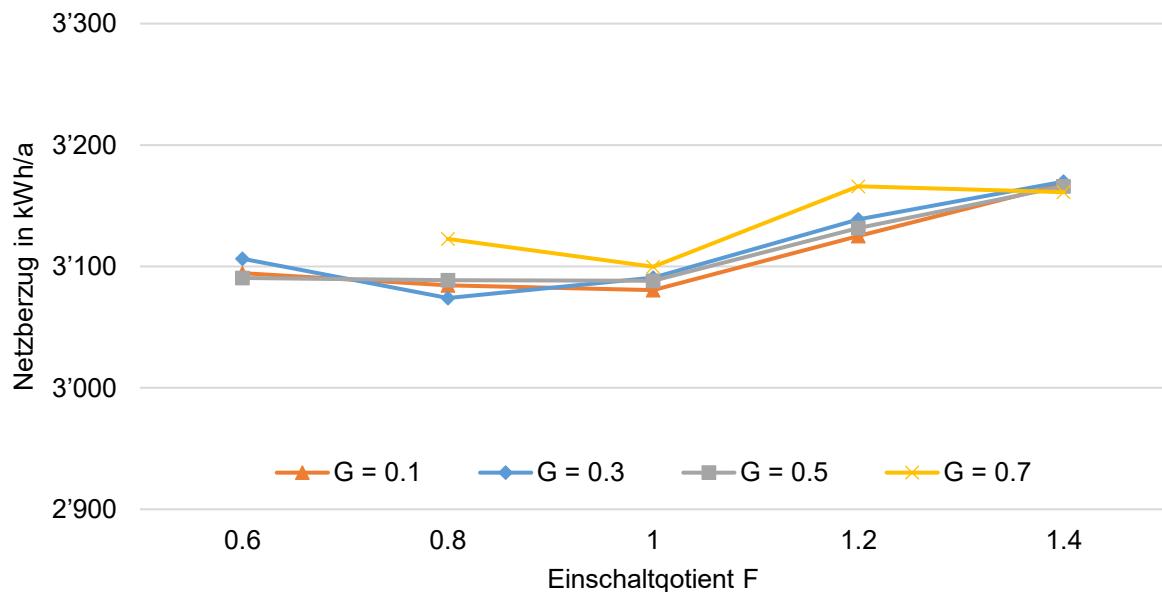


Abbildung 26: Beispiel für den Effekt des Einschaltkriteriums auf den Netzbezug für ein Beispiel mit Kombi-Speicher. Der Netzbezug nimmt bei sinkender Einschaltsschwelle des Überhitzens ab. Bei geringen Einschaltsschwellen (0.6) ist dieser Zusammenhang nicht mehr gegeben.

Auf der anderen Seite ist der Effekt von den sekundärseitigen Speichergrößen abhängig. Abbildung 27 zeigt diese Effekte für die jeweils beste Kombination der Grenzwerte F und G in Bezug auf den Netzbezug anhand ausgewählter Speichergrößenkombinationen. Neben der Reduktion des Netzbezuges kann der Eigenverbrauch im Zwei-Speicher-Modell um rund 90 % und beim Einsatz eines Kombispeichers um 75 % gesteigert werden. Für beide Modelle zeigt sich durch die Vergrößerung des Heizpuffer-Volumens ein positiver, durch die Vergrößerung des Brauchwarmwasser-Volumens hingegen ein negativer, Effekt auf den Netzbezug und den Eigenverbrauch. Die Systemeffizienz verschlechtert sich jedoch durch das Überhitzen in sämtlichen Fällen (Abbildung 27). Verursacht wird dies in erster Linie durch die hohen Temperaturen, welche beim Überhitzen erreicht werden müssen. Zusätzlich treten höhere Speicherverluste auf. Dies bedeutet, dass der totale Stromverbrauch des Systems trotz sinkendem Netzbezug steigt.

Wie in Abbildung 27 auch ersichtlich wird, hat das Kombi-Modell eine etwas geringere Systemeffizienz als das Zwei-Speicher-System. Dies liegt am deutlich grösseren Speichervolumen welches auf 70 °C erwärmt wird. Weil die verwendeten Steuerungsbedingungen über die beiden Modelle weitgehend identisch sind, wird im Kombispeicher das Brauchwarmwasser-Volumen automatisch mit dem Heizwarmwasser erwärmt.

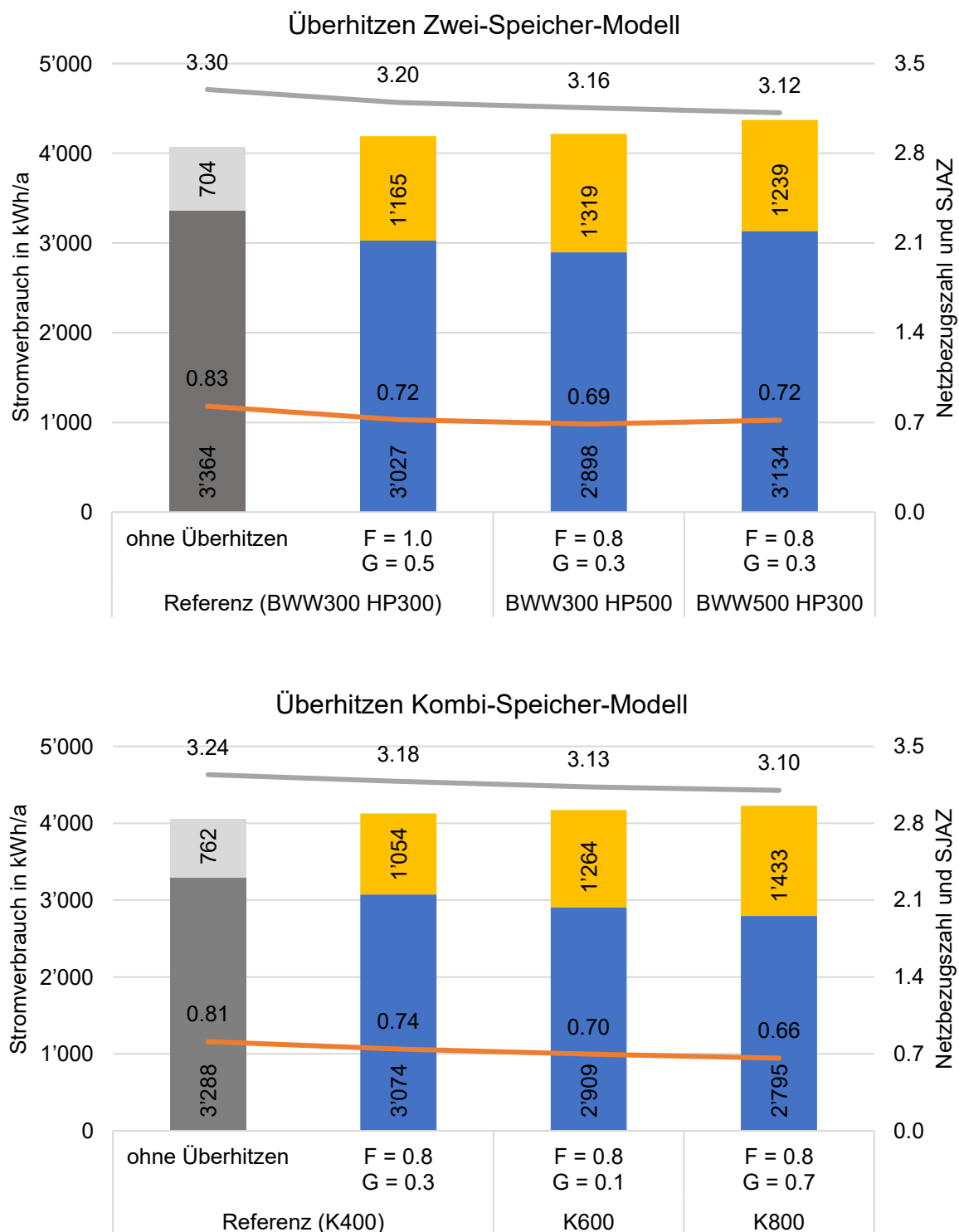


Abbildung 27: Vergleich von Netzbezug (Säule; blau), Netzbezugszahl (Linie; orange), Eigenverbrauch (Säule; gelb) und SJAZ (Linie; grau) ohne Überhitzen mit drei Fällen in denen sekundärseitigen Speicher unterschiedlicher Grösse für das Zwei-Speicher-Modell (oben) und das Kombi-Speicher-Modell (unten) überhitzt werden. Es sind jeweils die maximal erreichbaren Effekte gezeigt.



Abbildung 28 zeigt exemplarisch den Einfluss des Überhitzens auf den Eigenverbrauch und den Netzbezug in einem Zweispeicher-System im Jahresverlauf. Erwartungsgemäss ist die Steigerung des Eigenverbrauchs während der Heizperiode (September bis Mai) grösser als während der Sommermonate, wenn nur der Brauchwarmwasser-Speicher überhitzt wird. Am stärksten ist der Effekt während der Übergangsmonate ausgeprägt. Diese saisonale Verteilung zeigt sich in sämtlichen durchgeführten Simulationen beider Modelle.

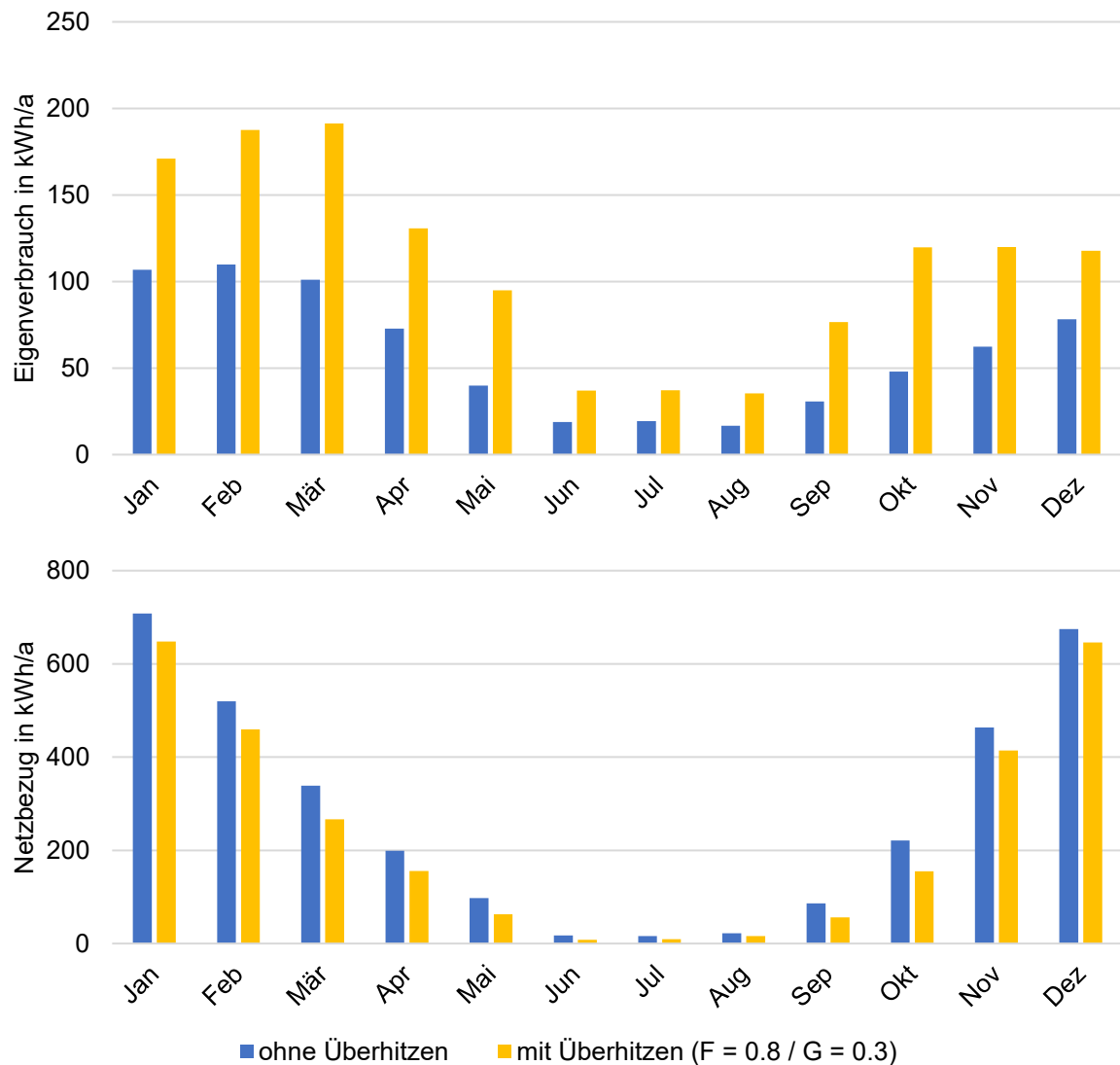


Abbildung 28: Saisonale Verteilung des Eigenverbrauches (oben) und des Netzbezuges (unten) im Zwei-Speicher-Modell mit 500 l Heizpuffer-Speicher.

Die mit dem grösseren Temperaturhub verbundene Reduktion der Systemeffizienz beim Überhitzen zeigt sich besonders ausgeprägt während der Sommermonate Juni bis August (siehe Abbildung 29). Neben dem höheren Temperaturhub führt das Überhitzen auch zu einer Verringerung der über den Vorerwärmungskreislauf direkt aus dem KW-Speicher in den Brauchwarmwasser-Speicher geführten Wärme von rund 10 %. Dieser Teil wird beim Überhitzen über die Wärmepumpe bereitgestellt und reduziert entsprechend die Systemeffizienz. Aufgrund des verhältnismässig geringen Wärmebedarfes während der Sommermonate ist der Einfluss auf die SJAZ jedoch vernachlässigbar. Ausserdem liegen



die Arbeitszahlen in den Sommermonaten auch mit Überhitzen immer noch deutlich über dem Jahresdurchschnitt.

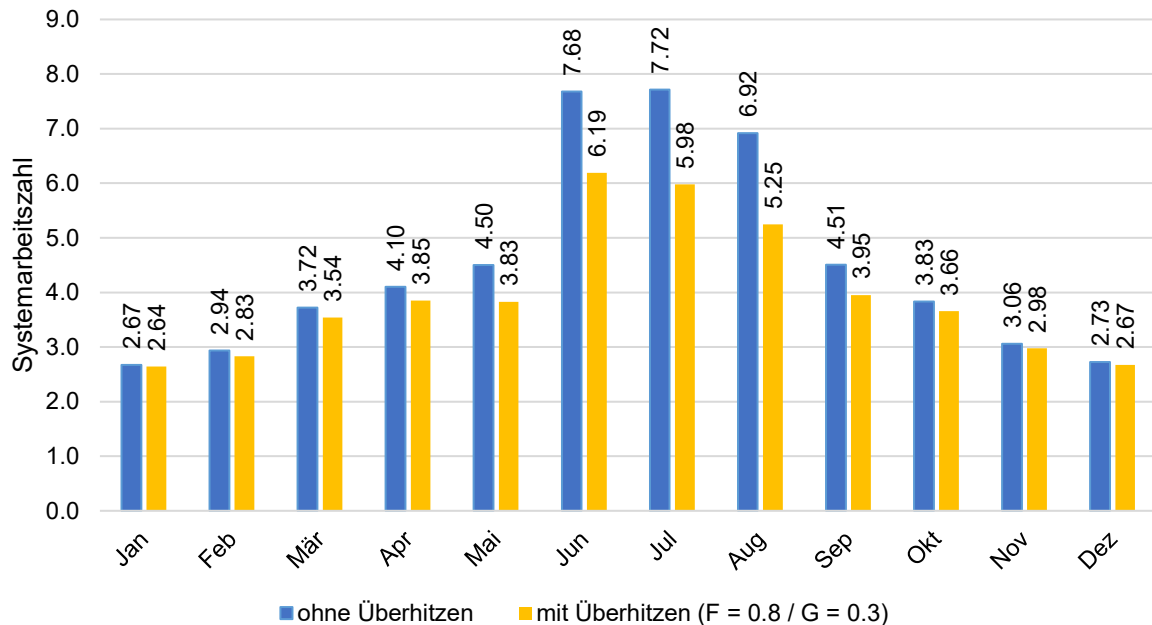


Abbildung 29: Monatsdurchschnitte der Systemarbeitszahl beim Zwei-Speicher-Modell mit 500 l Heizpuffer-Speicher. Während den Sommermonaten sinkt die Arbeitszahl durch den höheren Temperaturhub und die höheren Speicherverluste im Vergleich ohne Überhitzen deutlich ab.

Ein sinkender Netzbezug ist mit einem steigenden Gesamtstromverbrauch verbunden, wie bereits in Abbildung 27 aufgezeigt wurde. Abbildung 30 zeigt den Zusammenhang zwischen Netzbezug und Stromverbrauch für eine grosse Anzahl von Simulationsrechnungen. Jedes Zeichen enthält Simulationsergebnisse mit demselben Setup, bei denen einzig die Werte für F und G variiert wurden. Verschiedene Zeichen stehen für verschiedene Setups, was bedeutet, dass verschieden grosse primärseitige und/oder sekundärseitige Speicher eingesetzt wurden. Die Punktwolken lassen sich in unterschiedliche Gruppen aufteilen. Insbesondere die Grösse des KW-Speichers lässt eine deutliche Unterteilung zu (siehe farbliche Markierungen in Abbildung 30). Ein grösserer KW-Speicher führt zu einem geringeren Stromverbrauch im Heizungssystem und damit einem geringeren Netzbezug. Eine Vergrösserung des Heizpuffer-Volumens auf der sekundären Seite der Wärmepumpe führt zu einem geringeren Netzbezug bei leicht ansteigendem Stromverbrauch.

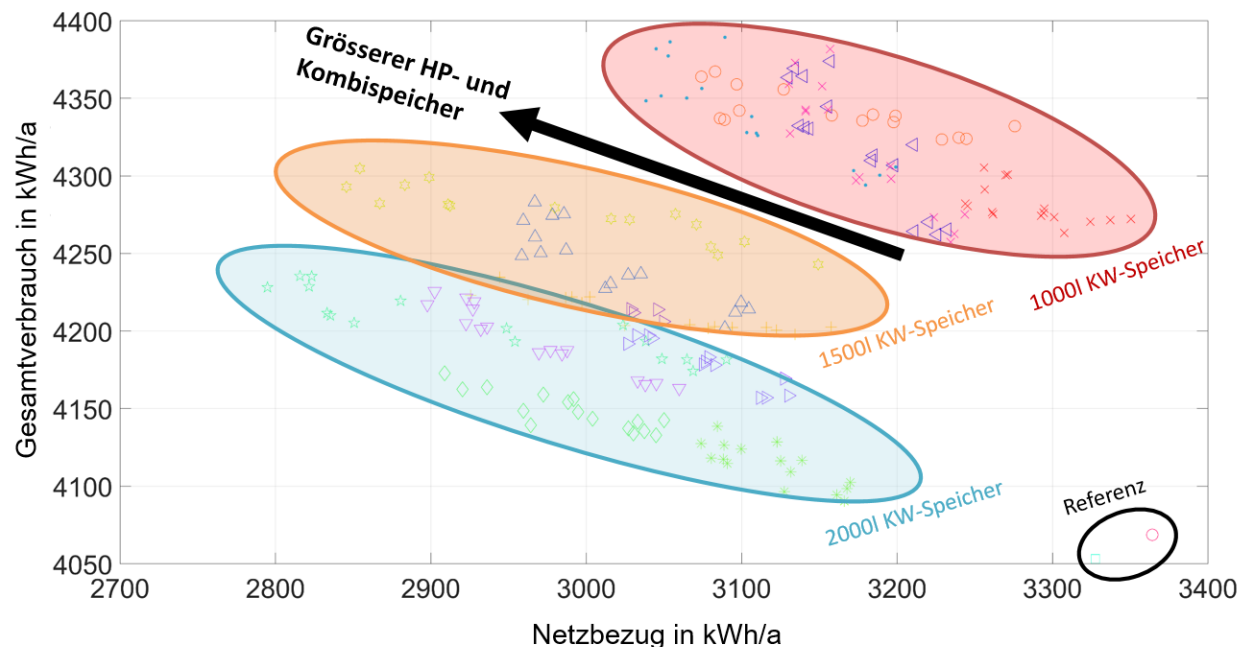


Abbildung 30: Übersicht über eine grosse Anzahl von Simulationsrechnungen zur Bestimmung des Effekts der Speicherdimensionierung auf Netzbezug und Stromverbrauch. Die Referenzwerte sind ohne Überhitzen und mit herkömmlicher Steuerung gerechnet. Alle anderen Punkte sind Simulationen mit SG-Ready Steuerung zum Überhitzen. Gleiche Marker bedeuten jeweils gleiche Systemkonfiguration, aber unterschiedliche Ein-/Ausschaltkriterien für das Überhitzen. Der Übersicht halber sind Punktwolken mit verschiedenen Grössen des KW-Speichers farblich markiert. Eine Vergrösserung der Speicher auf der Sekundärseite der Wärmepumpe bewirkt einen sinkenden Netzbezug bei steigendem Stromverbrauch.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers

Das Überhitzen bei vorhandenem Überschussstrom ist eine rein stromseitige Optimierung mit dem Ziel möglichst viel Strom der PV-Anlage selbst zu verbrauchen. Dadurch sinkt der Netzbezug. Auf das thermische System hat diese Optimierung jedoch eine negative Auswirkung. Durch den grösseren Temperaturhub und grössere Wärmeverluste auf Grund der höheren Speichertemperaturen sinkt die Systemeffizienz. Zur Optimierung des thermischen Systems bietet es sich an, die Wärmepumpe vorwiegend dann zu betreiben, wenn die Quelle, im System L-Sol der KW-Speicher, eine möglichst hohe Temperatur aufweist. Eine sehr einfache Möglichkeit dies umzusetzen ist, den Betrieb der Wärmepumpe gezielt in den Tag zu schieben und in der Nacht möglichst nicht zu heizen. Diese einfache Massnahme führt, bei Erfüllung der Komfort-Bedingungen, bereits zu einem deutlich verringerten Netzbezug bei gleichzeitig geringerem Strombedarf (vgl. Abbildung 31). Im Gegensatz zu den anderen Varianten wurde die Dauer der Sperre und nicht die Koeffizienten F und G variiert. Das simulierte Modell entspricht dabei dem Zwei-Speicher-Modell mit der effektivsten Kombination der Koeffizienten F und G ($F = 0.8$ und $G = 0.3$). In Kombination mit Überhitzen wurde ein 500-l-Heizpuffer-Speicher verwendet, bei alleiniger Betrachtung der Beladungssperre ein 300-l-Speicher, denn es ist festgestellt worden, dass ohne Überhitzen (bei Verwendung einer Standard-Steuerung) ein 300-l-Heizpuffer-Speicher zu einem geringeren Gesamtverbrauch führt. Je länger die Beladungssperre für den Heizpufferspeicher ist, desto geringer fallen Netzbezug und gesamter Stromverbrauch aus. Bei der längsten simulierten nächtlichen Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers von 00:00 bis 09:00 Uhr beträgt deren Reduktion rund 23 % resp. 5 %.

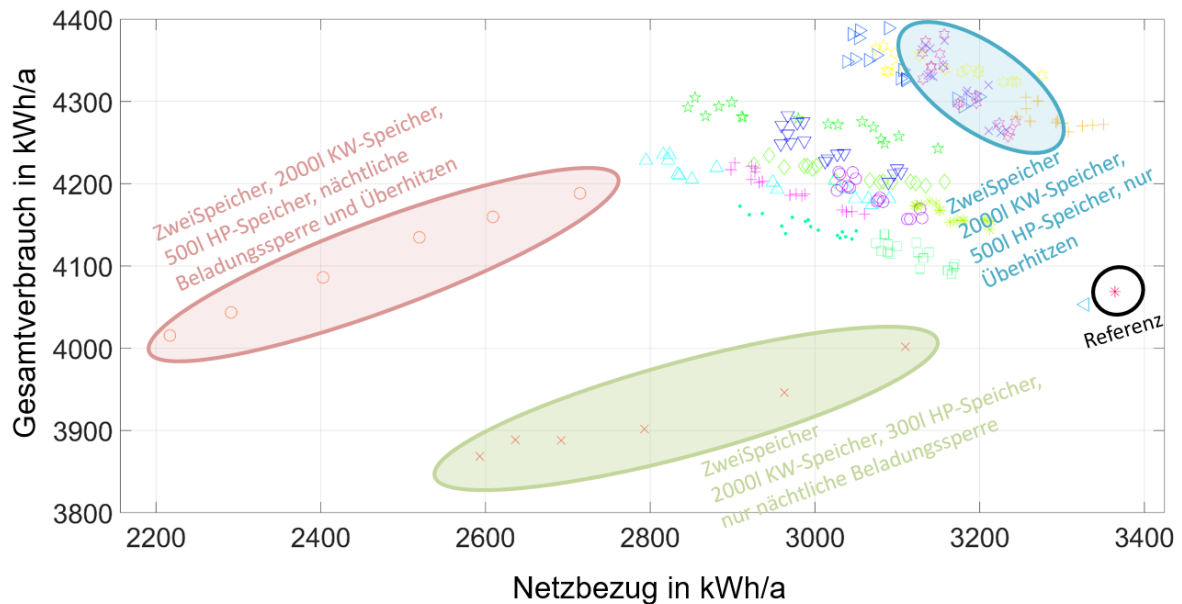


Abbildung 31: Gleiche Simulationen wie in Abbildung 30 mit zusätzlichen Simulationen zur Dauer einer nächtlichen Beladungssperre für den Heizpuffer-Speicher. Gleiche Marker bedeuten jeweils gleiche Systemkonfiguration, aber unterschiedliche Ein-/Ausschaltkriterien für das Überhitzen oder, im Fall der Beladungssperre, eine unterschiedliche Dauer der Beladungssperre. Die nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers führt sowohl zu einem geringeren Netzbezug als auch zu einem geringeren gesamten Stromverbrauch im Heizungssystem. Durch Kombination mit Überhitzen kann der Netzbezug weiter verringert werden, allerdings erhöht sich der Gesamtverbrauch.

Nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers unter Einbezug der Wettervorhersage

Eine nächtliche Beladungssperre lohnt sich energetisch nur, wenn morgens wieder Bedingungen herrschen, bei denen sich der kalte Speicher durch Wärmeeintrag des PVT-Kreislaufes erwärmt. Es wurde daher untersucht, inwiefern der Einbezug einer Wettervorhersage helfen kann, den Einsatz einer nächtlichen Beladungssperre zu optimieren. Dazu wurde eine Steuerung verwendet, die die Beladungssperre nur dann aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Diese betrugen 5 °C für die Tagesdurchschnittstemperatur und 1 kWh/m² für die Einstrahlungs-Tagessumme. Betrachtet wurde diese Steuerung für ein L-Sol-System mit zwei sekundärseitigen Speichern, wobei die nächtliche Beladungssperre nur den Heizpufferspeicher betraf, nicht den BWW-Speicher.

Die nächtliche Beladungssperre mit Wettervorhersage wurde für unterschiedliche Zeiträume der Sperre untersucht. Das Polysun-Kriterium für den Raumkomfort wurde in keiner der Varianten verletzt. In Abbildung 32 ist die Dauer der jährlichen negativen Abweichungen von der Soll-Gebäudetemperatur für die längste betrachtete Beladungssperre von 00:00 bis 09:00 Uhr gezeigt. Die Gebäudetemperatur fällt zwar oft bis zu 0.1 K unter die Solltemperatur, grössere Abweichungen sind jedoch selten.

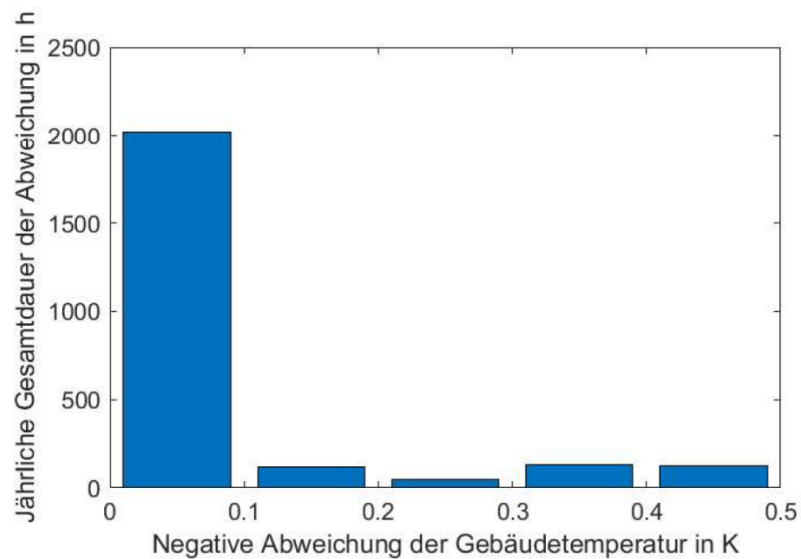


Abbildung 32: Jährliche Gesamtdauer der negativen Abweichung der Gebäudetemperatur von der Solltemperatur für eine nächtliche Beladungssperre mit Wettervorhersage von 00:00 bis 09:00 Uhr. Abweichungen von weniger als 0.1 K kommen oft vor, grössere Abweichungen sind selten.

Abbildung 33 zeigt den jährlichen Netzbezug und Eigenverbrauch für Beladungssperren unterschiedlicher Dauer. Die Endzeit beträgt jeweils 09:00 Uhr, die Startzeit variiert von 00:00 bis 05:00 Uhr. Als Vergleich sind jeweils in grau die Werte für eine Beladungssperre ohne Wettervorhersage gezeigt. Bei beiden Varianten führt eine längere Beladungssperre zu einer merklichen Reduktion des Netzbezugs, während sich der Gesamtverbrauch (also die Summe aus Netzbezug und Eigenverbrauch) nur geringfügig ändert. Abgesehen von den kürzeren Beladungssperren (Start um 04:00 oder 05:00 Uhr), ist bei der Variante mit Wettervorhersage der Gesamtverbrauch erkennbar grösser. An diesem Mehrverbrauch ist der Anteil aus dem Eigenverbrauch überproportional beteiligt.

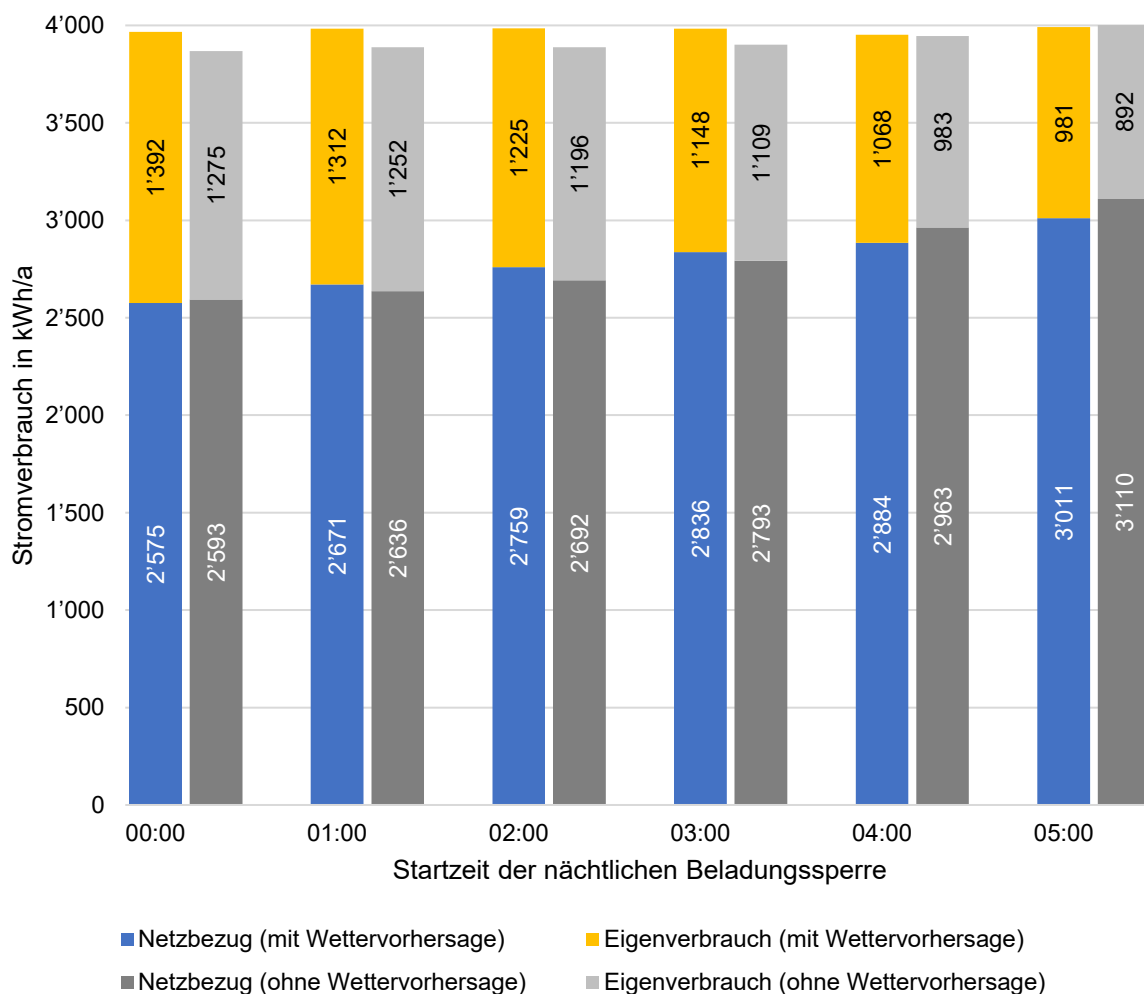


Abbildung 33: Jährlicher Netzbezug und Eigenverbrauch mit nächtlicher Beladungssperre des Heizpufferspeichers. Die Beladungssperre hat eine variable Startzeit und dauert bis 09:00. Bei den linken Säulen wird eine Wettervorhersage berücksichtigt. Die nächtliche Beladungssperre wird nur aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Die rechten Säulen beinhalten keine Wettervorhersage. Die Beladungssperre wird in jeder Nacht aktiviert. Werden Komfortkriterien verletzt, wird die Beladungssperre abgebrochen.

In Abbildung 34 ist der monatliche Verlauf von Netzbezug und Eigenverbrauch für die nächtliche Beladungssperre mit und ohne Wettervorhersage gezeigt. Es ist ersichtlich, dass mit Wettervorhersage der Eigen- sowie der Gesamtverbrauch grösser ist als bei der Steuerung ohne Wettervorhersage. Der Netzbezug ist hingegen oftmals geringer, insbesondere im Frühjahr. Als Erklärung dafür wird folgender Sachverhalt angenommen: Bei der Steuerung mit Wetterprognose bleibt die Beladungssperre aktiviert, auch wenn die Gebäudetemperatur leicht unter die Zieltemperatur von 20 °C fällt (im Bereich von einigen Zehntel Kelvin, siehe Abbildung 32). Ohne Wetterprognose würde in diesem Fall der «Fail-Safe-Mechanismus» eingreifen, was ein Einschalten der Wärmepumpe und somit eine Erhöhung des Netzbezugs zur Folge hätte. Da sich im ersten Fall das Gebäude und unter Umständen auch der Heizpufferspeicher stärker abkühlen, ist tagsüber mehr Energie nötig um die Solltemperaturen wieder zu erreichen. Zudem dauert das Aufwärmen auf die Solltemperaturen länger, was einen Teil des Prozesses in den späteren Nachmittag verschiebt, wenn die Wärmeerzeugung bereits nicht mehr so effizient stattfinden kann wie mittags. Somit kommt es insgesamt zu einem grösseren Strombedarf tagsüber, und damit wiederum zu einem grösseren Eigenverbrauch. Offensichtlich überwiegt der zweite Effekt, so dass insgesamt ein grösserer Strombedarf resultiert.

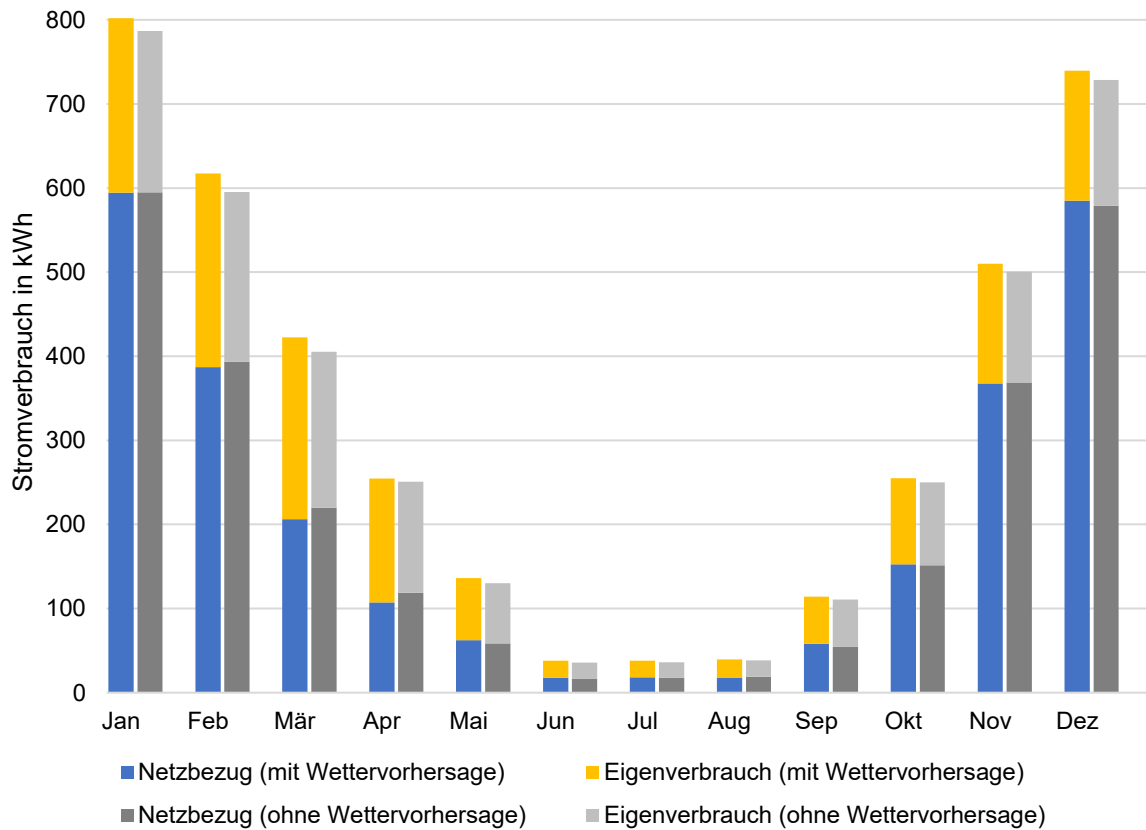


Abbildung 34: Monatlicher Netzbezug und Eigenverbrauch mit einer nächtlichen Beladungssperre von 00:00 bis 09:00 Uhr. Bei den linken Säulen wird eine Wettervorhersage berücksichtigt. Die nächtliche Beladungssperre wird nur aktiviert, wenn die Umgebungstemperatur oder die Einstrahlung am nächsten Tag definierte Schwellwerte überschreiten. Die rechten Säulen beinhalten keine Wettervorhersage. Die Beladungssperre wird in jeder Nacht aktiviert. Werden Komfortkriterien verletzt, wird die Beladungssperre abgebrochen.

Da sich für die untersuchten Varianten der nächtlichen Beladungssperre mit Wetterprognose keine wesentlichen Vorteile gegenüber der einfachen nächtlichen Beladungssperre gezeigt haben, wurde entschieden diese Steuerstrategie nicht weiter zu verfolgen. Dies auch im Sinne der Projekt-Begleitgruppe, welche vorgeschlagen hatte, den Fokus stattdessen auf ein einfach umsetzbares System mit geringer Komplexität zu setzen.

In einer weiterführenden Betrachtung könnte durch systematisches Optimieren verschiedener Parameter wie Start- und Endzeit der Beladungssperre oder den Schwellwerten versucht werden eine Einstellung zu finden, in der die Beladungssperre mit Wettervorhersage derjenigen ohne Wettervorhersage klar überlegen ist. Noch einen Schritt weiter würde eine Steuerung gehen, die neben dem «Angebot» (thermische Energie in Form von Einstrahlung und Umgebungswärme) auch die «Nachfrage» (Bedarf an Heizwärme und Brauchwarmwasser) voraussagt und den aktuellen Speicherstand mitberücksichtigt. Eine solche prädiktive Regelung würde es erlauben, die Speicher immer auf den optimalen Beladungszeitpunkt hin zu «entleeren». Idealerweise würde die Bedarfsprognose durch einen selbstlernenden Algorithmus gemacht, welcher sich an verändertes Nutzerverhalten anpassen kann. Für die Praxis sinnvoll wäre eine solche Regelung allerdings nur, wenn sie im Anwendungsfall ohne grossen Zusatzaufwand für Programmierung oder Parametrierung umgesetzt werden kann.

3.2.3 Komplexitätsreduktion und Systemanpassungen zur Steigerung der Praxistauglichkeit – das finale Modell für die Dimensionierungsmatrix

Durch die direkte Wärmeübertragung vom PVT-Kreis in den KW-Speicher verbessert sich die Systemeffizienz leicht. In Abbildung 30 ist diese Verbesserung für ein Beispiel mit Kombispeicher dargestellt. Der gesamte Stromverbrauch sinkt ohne Überhitzen um rund 2 % und mit Überhitzen um ca. 3 %. Gleichzeitig wird der Netzbezug um 1.4 resp. 2.3 % reduziert. Analoges gilt für das nicht dargestellte Zwei-Speichermodell.

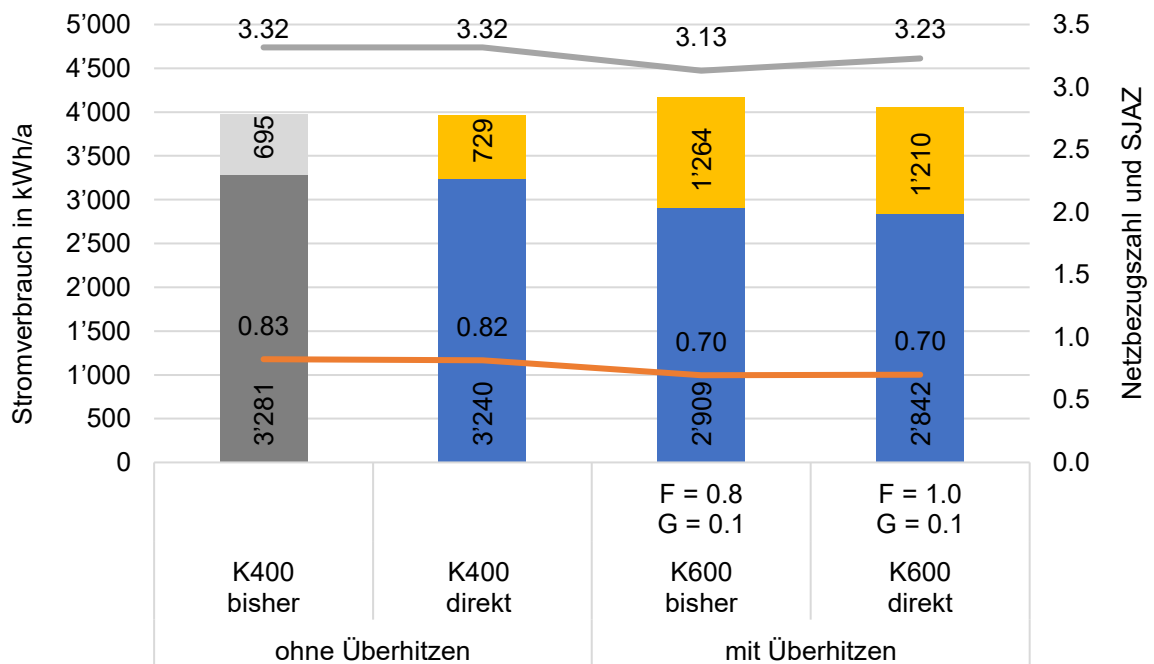


Abbildung 35 Darstellung des Effekts der direkten Wärmeübertragung zwischen PVT-Kreis und kaltem Speicher auf den Netzbezug (blau), die Netzbezugszahl (orange), den Eigenverbrauch (gelb) und die SJAZ (grau) des Kombi-Modells. Der verbesserte Wärmeeintrag in den Speicher führt zu einer Verringerung des Strombedarfs, insbesondere bei der Variante mit überhitzen. In diesem Fall beträgt die Verringerung rund 3 %.

Die für die vereinfachte Hydraulik ebenfalls durchgeführte Variation des spezifischen Durchsatzes im PVT-Kreislauf zeigt, dass dessen Reduktion leichtes Effizienzpotenzial birgt. Im Grundsystem (50 l/(m²h)) erweist sich ein Durchsatz von 20 l/(m²h) in Bezug auf den gesamten Stromverbrauch als die effizienteste Einstellung. Durch die Hydraulikänderung wird der thermische Ertrag des Kollektorfeldes um rund 1 % gesteigert. Zudem werden höhere mittlere Temperaturen in der obersten Speicherschicht und damit der Quelltemperatur für die Wärmepumpe, besonders während den Wintermonaten, erreicht (Abbildung 36). Der gesamte Stromverbrauch kann so um weitere rund 1 % reduziert werden. Der Unterschied zwischen 30 und 20 l/(m²h) ist jedoch klein (7 kWh/a). Der Netzbezug hingegen steigt mit sinkendem Durchsatz, die Unterschiede sind jedoch ebenfalls vernachlässigbar klein (1 resp. 10 kWh). Beim Überhitzen ist jedoch ein ähnliches Muster zu beobachtenden. In Bezug auf den Netzbezug wären da klar 30 l/(m²h) zu bevorzugen. Der Netzbezug liegt mit 30 l/(m²h) bei 2787 kWh während er mit 20 l/(m²h) bei 2907 kWh. Dies entspricht einer Zunahme von 4.3 %. Dennoch ist die Systemeffizienz bei 20 l/(m²h) am höchsten.

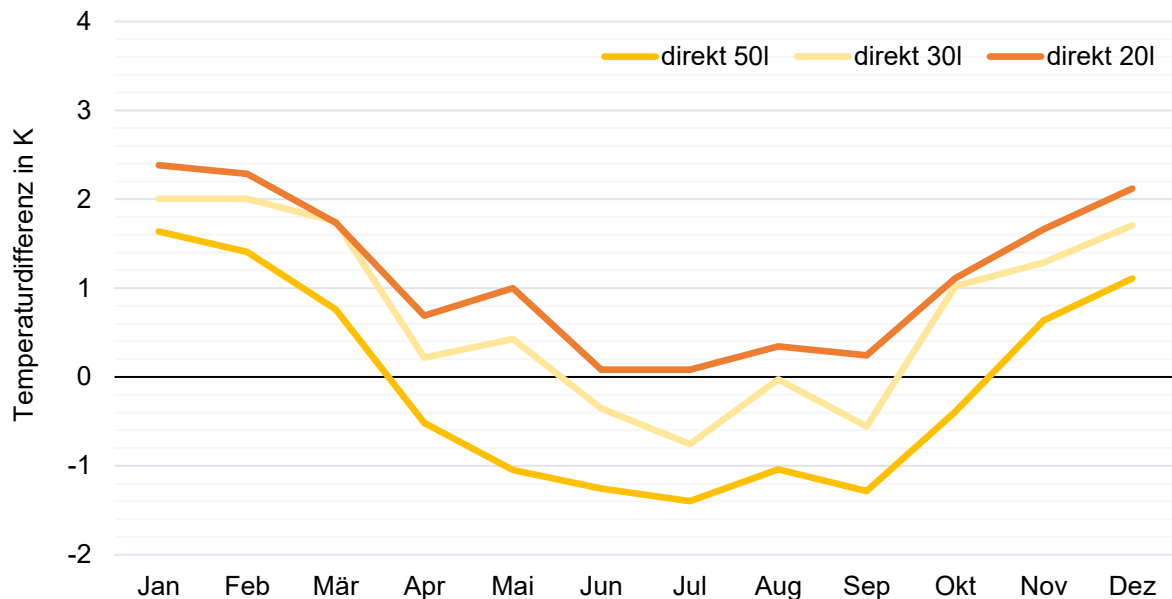


Abbildung 36 Darstellung der durchschnittlichen Temperaturdifferenz in der obersten Schicht des primärseitigen Speichers im Standardsetting (2'000-l-KW-Speicher, 400-l-Kombi-Speicher und ohne Überhitzen) im Vergleich zur bisher verwendeten Hydraulik. Der Wegfall der Systemtrennung im KW-Speicher führt in jedem Fall zu höheren durchschnittlichen Speichertemperaturen während der Wintermonate.

Einen weiteren positiven Effekt hat die Reduktion des spezifischen Durchsatzes auf die Einschaltzyklen der Pumpe im PVT-Kreislauf. Im Gegensatz zum Betrieb mit einer Systemtrennung führt der Betrieb mit dem bisherigen spezifischen Durchsatz von 50 l/hm² bei der neuen Hydraulik ohne Überhitzen nämlich zu einer Verdreifachung (1534 vs. 4601) der Einschaltzyklen. Die hohe Strömungsgeschwindigkeit führt beim Anlaufen des PVT-Kreislaufes dazu, dass das kalte Fluid aus der untersten KW-Speicherschicht nicht genügend erwärmt wird, die Austrittstemperatur entsprechend schnell sinkt und das Ausschaltkriterium so erfüllt wird. Eine Reduktion des spezifischen Durchsatzes von 50 auf 20 l/hm² reduziert die Einschaltzyklen auf 1'061.

Aufgrund der Systemeffizienz und der Reduktion der Einschaltzyklen bei der PVT-Kreislauf-Pumpe wird in den folgenden Untersuchungen, welche auf dem Grundsystem beruhen, ein spezifischer Durchsatz von 20 l/(m²h) verwendet. Sollte die SG-Ready-Schnittstelle zum Überhitzen jedoch genutzt werden, wären 30 l/(m²h) empfehlenswert.

Zur weiteren Komplexitätsreduktion wurde der Vorerwärmungs-Kreislauf aus dem System entfernt. Damit einher geht eine Verschlechterung der Systemeffizienz. Der gesamte Stromverbrauch steigt im Grundsystem um rund 6 % (260 kWh). Damit können rund 50 % der über diesen Kreislauf übertragenen Wärme nicht durch höhere Temperaturen im primärseitigen KW-Speicher kompensiert werden. Wie in Abbildung 37 gezeigt wird, kann dieser Effekt durch eine Vergrößerung des sekundärseitigen Speichervolumens auf 600 l (Volumen beim Überhitzen) reduziert werden. Bei einer VLT von 60 °C kann dieser um rund 20 % (oder 50 kWh) reduziert werden. Bei den für die Berechnung der Dimensionierungsmatrix in Kapitel 3.3 verwendeten 55 °C beträgt die Reduktion rund 35 % (von 296 auf 195 kWh). Diese Volumenvergrößerung böte zudem den Vorteil, dass das Grundsystem im Hinblick auf die allfällige Nutzung einer SG-Ready Steuerung mit Überhitzen und Nachtsperre optimal ausgelegt wäre.

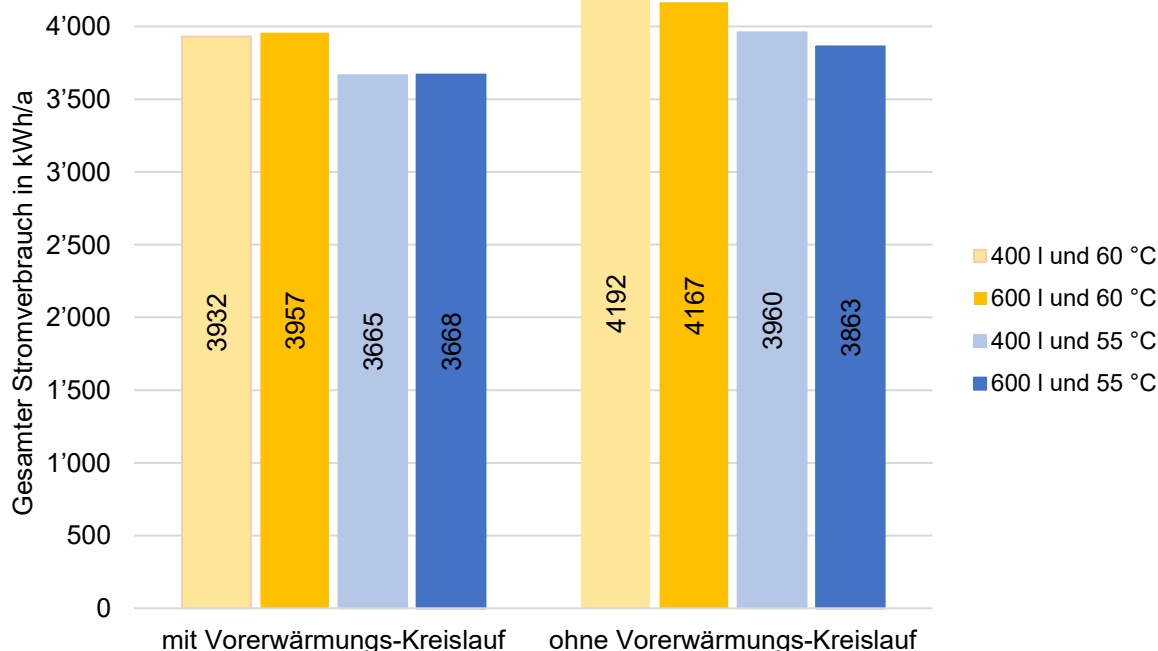


Abbildung 37: Stromverbrauch mit und ohne Vorerwärmungs-Kreislauf für verschiedene Kombispeicher-Größen und VLT. Durch Vergrößerung des Kombispeichers von 400 auf 600 l kann der Mehrverbrauch beim Weglassen des Vorerwärmungs-Kreislaufs reduziert werden, insbesondere bei einer VLT von 55 °C.

Um den Platzbedarf zu reduzieren wurde eine Reduktion des primärseitigen Speichervolumens von 2'000 auf 1'000 l mit der Begleitgruppe beschlossen (siehe Abschnitt 2.2.3). Diese Reduktion führt zu einem Mehrverbrauch von weiteren 190 kWh. Das für die Berechnung der Dimensionierungsmatrix verwendete Modell mit Radiatorheizung (55 °C VLT) weist damit einen gesamten Stromverbrauch von 4'053 kWh und einen Netzbezug von 3'361 kWh auf.

3.2.4 Vergleich des finalen Modells mit einem Luft-Wasser-Wärmepumpensystem

Um zu untersuchen, wie sich das optimierte L-Sol-System verglichen mit einem ähnlichen System verhält, wurde das System erneut einem LWWP-System kombiniert mit PV gegenübergestellt (vgl. Abschnitt 3.1.3). Der jährliche Netzbezug beträgt beim optimierten L-Sol 2746 kWh und beim LWWP-System 3077 kWh. In Abbildung 38 ist der Netzbezug der beiden Systeme auf die Monate aufgeschlüsselt dargestellt. Das L-Sol-System weist in jedem Monat einen geringeren Netzbezug auf. In den kältesten Monaten November bis Februar ist der Netzbezug jeweils zwischen 3 und 11 % geringer als beim LWWP-System. Die grössten Reduktionen des Netzbezugs sind in den Monaten März und April möglich, also in der Übergangszeit. Dies kann durch die steigende Zahl sonniger Tage bei immer noch verhältnismässig grossem Heizwärmebedarf begründet werden. In der herbstlichen Übergangszeit (September und Oktober) ist der Effekt weniger ausgeprägt, da dann vermehrt Nebel oder Wolkenbedeckung vorherrschen. Im Winter gibt es nur wenige sonnige Tage, diese kann das L-Sol-System jedoch nutzen und somit die oben erwähnte Reduktion des Netzbezugs erzielen.

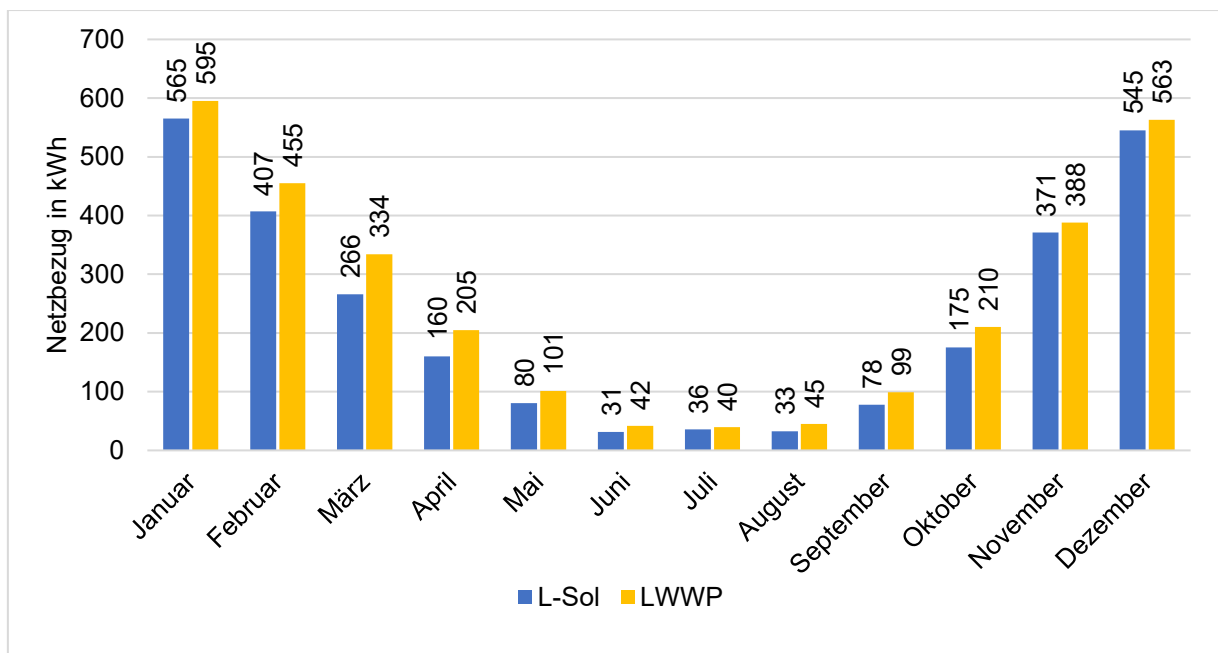


Abbildung 38: Monatlicher Vergleich des Netzbezugs für das L-Sol-System und ein Vergleichssystem mit LWWP und PV. Der Anwendungsfall ist ein Haus mit einem Heizwärmebedarf von 10 MWh/a und einer Fussbodenheizung.

Das L-Sol-System kann seine Vorteile also vor allem in der Übergangszeit ausspielen. Doch auch im Winter kann der Netzbezug gegenüber dem LWWP-System merklich reduziert werden. Zu beachten ist ausserdem, dass das Vergleichssystem hier mit einer PV-Anlage ausgestattet war. Ein LWWP-System ohne PV hätte einen deutlich grösseren Netzbezug. Ausserdem bietet L-Sol die Möglichkeit für die in Abschnitt 3.2.2 beschriebenen Steuerungsanpassungen zur weiteren Reduktion des Netzbezugs.

3.2.5 Batteriespeicher –Steigerung des Autarkiegrades

Batteriespeicher werden in Einfamilienhäusern mit PV-Anlage häufig verwendet, um den Autarkiegrad und den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Natürlich bietet ein Batteriespeicher auch im System L-Sol die Möglichkeit zu einer Verbesserung in Sachen Autarkie, Netzbezug und Eigenverbrauch. Wie stark der Eigenverbrauch durch einen Batteriespeicher erhöht werden kann, wurde anhand eines konkreten Beispiels mit und ohne Überhitzen untersucht. Abbildung 39 zeigt den monatlichen Verlauf des Netzbezugs und des Autarkiegrades eines L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Es wird deutlich, dass die Verwendung eines Batteriespeichers den Autarkiegrad insbesondere in der Übergangszeit und im Sommer deutlich erhöhen kann. Es handelt sich um das in Abschnitt 2.2.3 beschriebene, komplexitätsreduzierte Modell mit einem Kombispeicher. Das Heizsystem beinhaltet eine Radiatorheizung mit einer VLT von 55 °C. Die Batterie hat eine nutzbare Kapazität von 10 kWh. Anders als bei den übrigen Simulationen in diesem Bericht wurde bei dieser Betrachtung ein elektrisches Verbraucherprofil mitberücksichtigt, was insgesamt zu einem grösseren Stromverbrauch und somit einem grösseren Netzbezug führt (siehe Abschnitt 2.2.5).

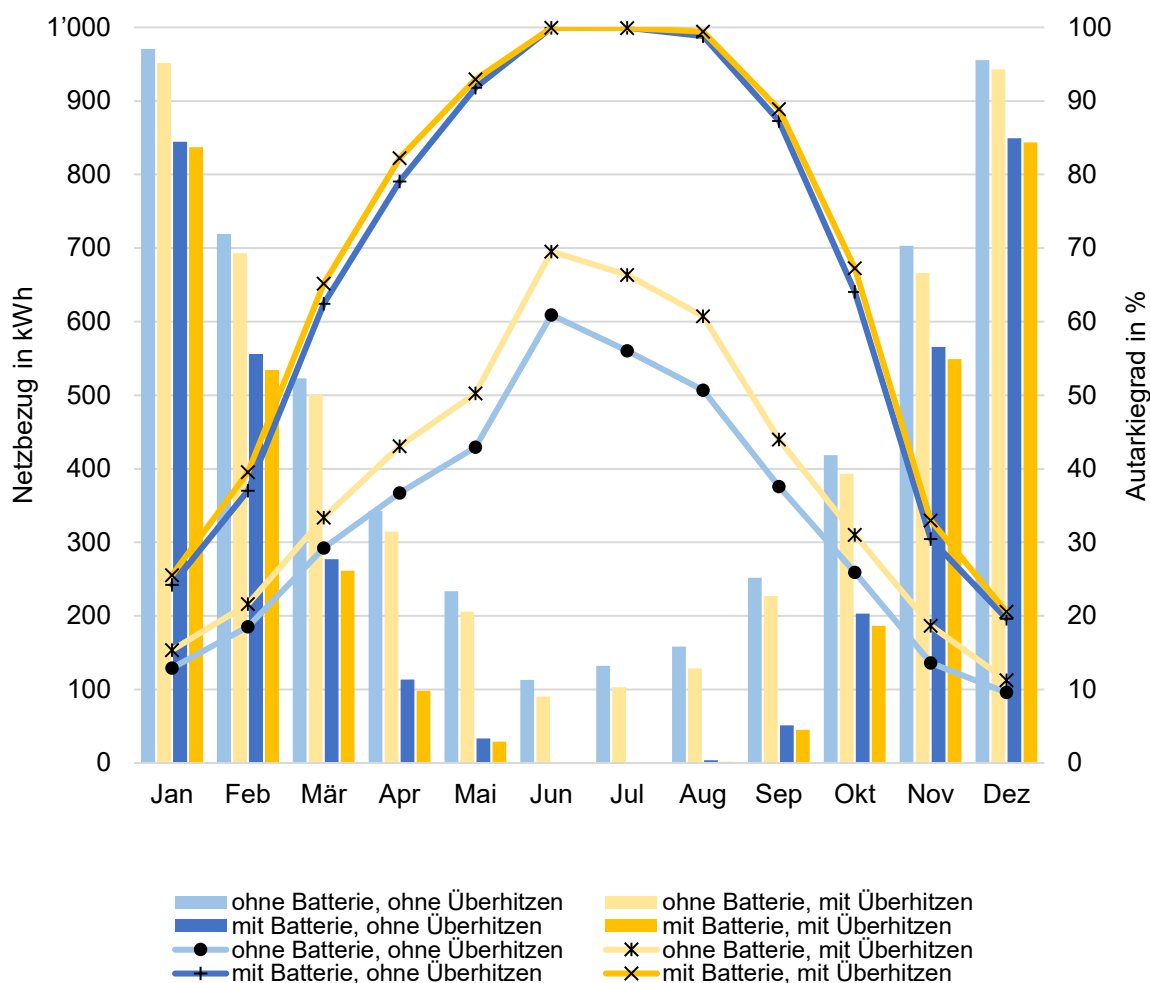


Abbildung 39: Monatlicher Netzbezug und Autarkiegrad des L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt insbesondere in der Übergangszeit zu einer deutlichen Reduktion des Netzbezugs und damit zu einer Steigerung des Autarkiegrades. In den Monaten Juni und Juli ist sogar vollständige Autarkie möglich. Da im Unterschied zu den anderen Simulationen für diese Betrachtung auch der elektrische Haushaltsverbrauch berücksichtigt wurde, sind die Verbrauchswerte insgesamt grösser.

In Tabelle 12 ist die jährliche Bilanz von Netzbezug und Autarkiegrad der vier betrachteten Varianten gezeigt. Sowohl aus den monatlichen als auch aus den jährlichen Daten ist ersichtlich, dass das Überhitzen bei Systemen mit und ohne Batteriespeicher zu einer Reduktion des Netzbezugs und zu einer Steigerung des Autarkiegrades führt. Im Fall ohne Batterie kann der jährliche Netzbezug damit um rund 300 kWh oder 6 % reduziert werden. Im Fall mit Batterie beträgt die Reduktion des jährlichen Netzbezugs noch rund 100 kWh oder 3 %. Das Überhitzen ist also vor allem dann lohnend, wenn kein Batteriespeicher verwendet wird. Eine vertiefte Betrachtung des Überhitzens findet in Abschnitt 3.2.2 statt. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt zu einer deutlich stärkeren Verbesserung von Netzbezug und Autarkie als das Überhitzen. So kann mit einem Batteriespeicher für den Fall ohne Überhitzen der jährliche Netzbezug um rund 2'000 kWh oder 37 % reduziert werden. Im Fall mit Überhitzen beträgt die Reduktion rund 1800 kWh oder 35 %. Durch den Batteriespeicher kann der Autarkiegrad in den Sommermonaten Juni und Juli 100 % erreichen. Die Absolutbeträge der Netzbezugsreduktion sind insbesondere in der Übergangszeit gross (200 kWh pro Monat oder mehr). In den sehr kalten Monaten November bis Februar führt das Hinzufügen eines Batteriespeichers lediglich zu einer Netzbezugsreduktion von 100 bis 150 kWh pro Monat.



Variante	Netzbezug (kWh/a)	Autarkiegrad (%)
ohne Batterie, ohne Überhitzen	5'521.3	25.8
ohne Batterie, mit Überhitzen	5'217.2	30.6
mit Batterie, ohne Überhitzen	3'497.4	53.0
mit Batterie, mit Überhitzen	3'385.9	54.9

Tabelle 12: Jährlicher Netzbezug und Autarkiegrad des L-Sol-Systems mit und ohne Batteriespeicher sowie mit und ohne Überhitzen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers führt für beide Kriterien zu einer stärkeren Verbesserung als das Überhitzen. Der erhöhte Netzbezug verglichen mit Resultaten in anderen Kapiteln rührt daher, dass für die vorliegende Betrachtung auch der elektrische Haushaltsverbrauch berücksichtigt wurde.

Wenngleich der Batteriespeicher eine signifikante Reduktion des Netzbezugs und Steigerung des Autarkiegrades ermöglicht, ist der Nutzen mit den Kosten in Relation zu setzen. Geht man von einem durchschnittlichen Preis von 20.7 Rappen für eine Kilowattstunde Netzstrom aus [29], so bringt die Reduktion des Netzbezugs von 2000 kWh/a eine Einsparung von 414 CHF/a. Die Investitionsausgaben für einen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 10 kWh können für eine erste Abschätzung mit 10'000 CHF angenommen werden [30]. Eine statische Betrachtung führt somit zu einer Amortisationsdauer von rund 24 Jahren. Aus diesem Grund wird ein Batteriespeicher nicht als Standard-Bestandteil des L-Sol-Systems vorgeschlagen. Das Hinzufügen eines Batteriespeichers ist denkbar in Fällen, in denen die Betreiber einer hohen Autarkie an sich einen gewissen Wert gegenüber rein wirtschaftlichen Überlegungen geben. Möglich sind auch zukünftige Szenarien mit höheren Kosten für Netzstrom und tieferen Investitionskosten für Batterien, welche einen Batteriespeicher wirtschaftlich werden lassen.

3.2.6 Passive Kühlung

Da davon ausgegangen werden muss, dass auch in der Schweiz das Bedürfnis nach sommerlicher Gebäudekühlung in der Zukunft steigen wird [16], wurde untersucht, ob mit dem L-Sol-System prinzipiell auch eine passive Kühlung möglich ist. Das Kombi-Modell wurde mit einem Bypass vom KW-Speicher direkt auf den Heizkreis ergänzt, womit das Gebäude gekühlt werden kann. Für die passive Kühlung wurden unterschiedliche Einschaltenschwellwerte für die Raumtemperatur in der Simulation getestet. In Abbildung 40 sind die Effekte der passiven Kühlung auf Raumtemperatur und Stromverbrauch für Einschaltsschwellen bei 22 °C, 23 °C und 24 °C dargestellt. Je geringer die Einschaltsschwelle, desto weniger Stunden mit Raumtemperaturen über 23 °C und 24 °C gibt es im Sommer. Die Einführung einer passiven Kühlung mit Grenztemperatur von 24 °C reduziert die Anzahl Stunden mit Temperaturen von über 24 °C um 35.0 %, mit Temperaturen über 23 °C um 22.5 %. Bei einer Einschaltsschwelle von 23 °C ergibt sich eine Reduktion von 47.5 % der Stunden über 24 °C gegenüber der Situation ohne Kühlung und eine Reduktion der Stunden über 23 °C um 31.5 %. Eine weitere Reduktion der Einschaltsschwelle bringt keine wesentliche Verbesserung mehr, weder auf die Reduktion der Stunden über 24 °C, noch auf die Reduktion der Stunden über 23 °C Raumtemperatur. Der Mehrverbrauch an Strom für das Heizungssystem beträgt bei Schwelltemperatur 23 °C oder 24 °C lediglich rund 1.5 % des gesamten Stromverbrauchs. Dieser von den Pumpen und durch niedrigere Quelltemperaturen bei der Brauchwarmwasser-Bereitstellung verursachte Mehrverbrauch ist durchaus akzeptabel für die Leistung einer deutlichen Verbesserung des Raumklimas im Sommer.

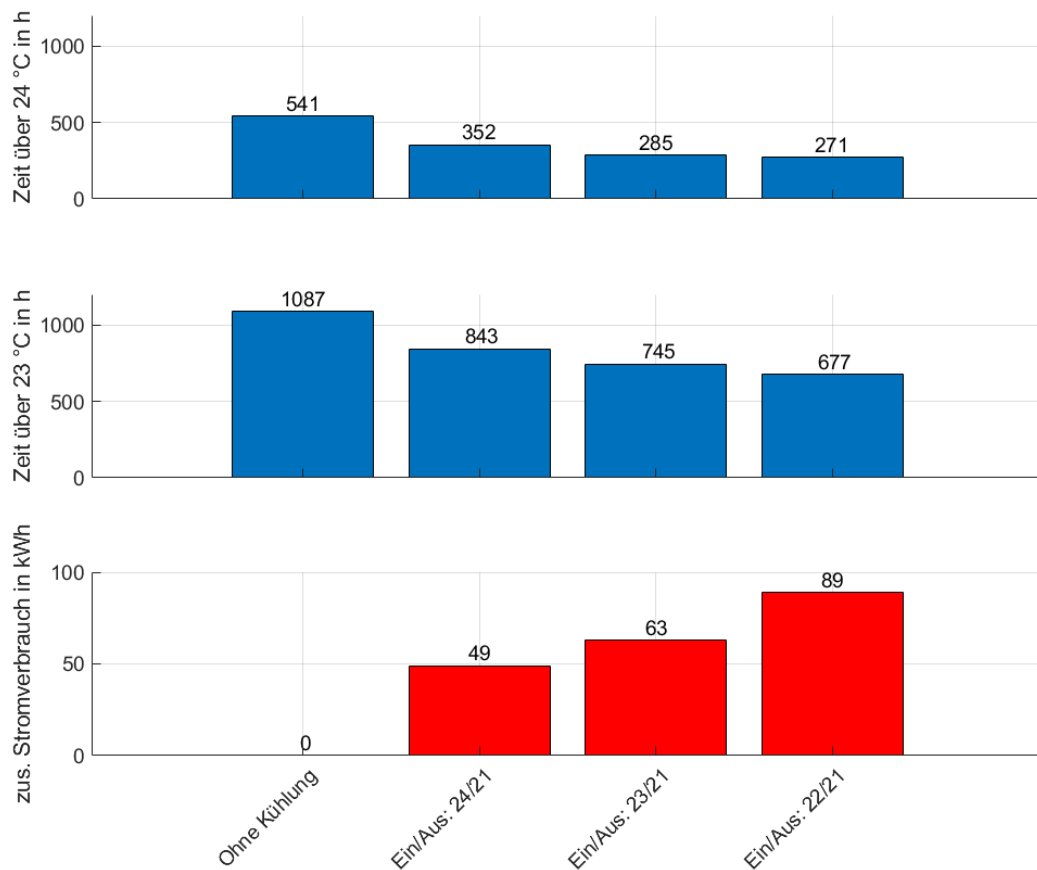


Abbildung 40: Effekt der passiven Kühlung bei unterschiedlichen Einschaltkriterien (Grenze der Raumtemperatur für Einschalten der passiven Kühlung). Die Ausschalttemperatur beträgt in allen Fällen 21 °C. Die obere Grafik zeigt die Anzahl der Stunden mit einer Raumtemperatur über 24 °C, die mittlere Zeile die Anzahl Stunden mit Raumtemperatur über 23 °C. Die untere Zeile zeigt den zusätzlichen Stromverbrauch der Wärmepumpe durch die veränderten Temperaturen im KW-Speicher.

Der Effekt der passiven Kühlung auf die Raumtemperatur während der Sommermonate ist in Abbildung 41 auf Tagesbasis für einen Schwellwert von 23 °C dargestellt. Die passive Kühlung bewirkt eine deutliche Reduktion der Raumtemperatur in warmen Wetterphasen.

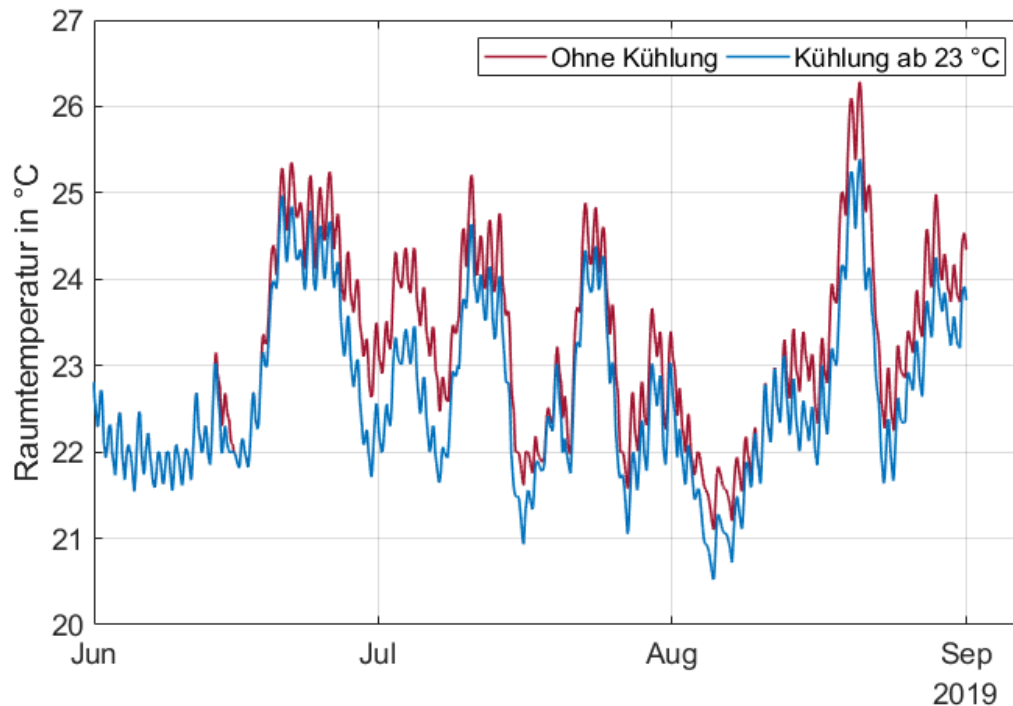


Abbildung 41: Raumtemperaturen ohne Kühlung (rot) und mit Kühlung bei einem Schwellenwert von 23 °C (blau).

Die Wärme, die dem KW-Speicher durch die passive Kühlung zugeführt wird, wird einerseits über die nächtliche Abstrahlung der PVT-Kollektoren abgegeben, andererseits durch den Wärmeentzug der Wärmepumpe bei der Erzeugung des Brauchwarmwassers. Dieser Effekt ist in Abbildung 42 dargestellt. Etwa die Hälfte (864 kWh) der Wärme, die dem Gebäude entzogen wird (1'600 kWh), wird aus dem KW-Speicher durch die Wärmepumpe zur Brauchwarmwasser-Erzeugung entzogen. Etwas mehr Wärme wird durch nächtliche Wärmeabstrahlung und Konvektion der PVT-Kollektoren aus dem KW-Speicher entzogen (1'144 kWh). Ein zusätzlicher Wärmeeintrag in den KW-Speicher kommt durch den PVT Kreis, welcher bei zu kalten Speichertemperaturen auch in der Zeit mit aktivierter Kühloption zugeschaltet wird (165 kWh). Die bestehende Differenz von gut 200 kWh wird durch die initiale Abkühlung verursacht, also durch den Temperaturunterschied des KW-Speichers zu Beginn und zum Ende des Betrachtungszeitraums von Juni bis August. Ausserhalb dieses Zeitraums wird eine möglichst hohe Temperatur im KW-Speicher angestrebt. Im Juni, wenn die Steuerung für die Kühlung erstmals greift, wird der Speicher soweit abgekühlt, bis dessen Temperatur eine passive Kühlung ermöglicht.

Die Simulationsergebnisse der passiven Kühlung sind mit Vorsicht zu betrachten, da unklar ist, ob und wie der Effekt der nächtlichen Wärmeabstrahlung im Polysun modelliert ist. Es müssten Messungen in einer realen Anwendung oder in einem Teststand gemacht werden um die oben gezeigte Effektivität der passiven Kühlung zu validieren. Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass die gezeigte Hydraulik im Prinzip geeignet ist um eine Kühlung zu realisieren.

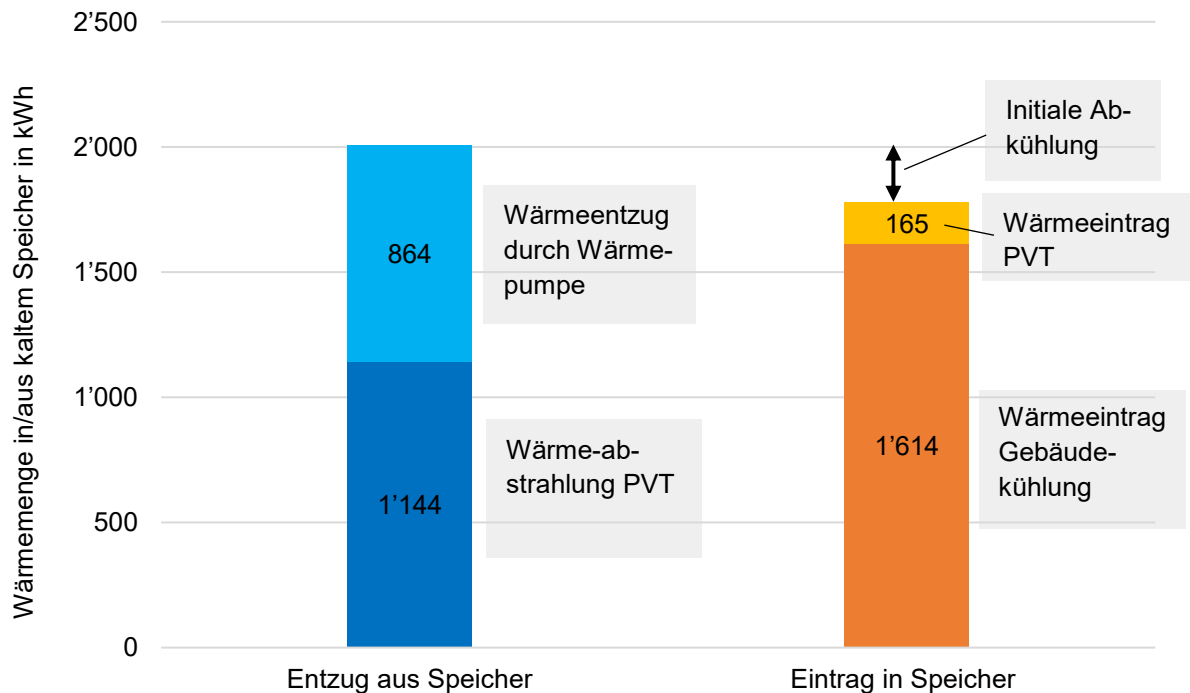


Abbildung 42: Bilanzrechnung für die drei Sommermonate Juni, Juli und August während der die Option für die passive Kühlung aktiv ist. Der Wärmeentzug aus dem Speicher hat zwei Anteile: Entzug über die Wärmepumpe zur Brauchwarmwasser-Erzeugung (hellblau) und Entzug über nächtliche Abstrahlung und Konvektion der PVT-Kollektoren (dunkelblau). Der Wärmeeintrag in den Speicher hat zwei Komponenten: Der grösste Teil wird durch die Kühlung des Gebäudes verursacht (90 %, orange), ca. 10 % ist PVT-Wärme, welche auch bei aktivierter Kühloption genutzt werden kann, falls die Temperatur im KW-Speicher zu tief fällt. Die Differenz zwischen Entzug und Eintrag kommt daher, dass der KW-Speicher zu Beginn der Kühlperiode eine deutlich höhere Temperatur hat als im Kühlmodus erwünscht (initiale Abkühlung).

Die passive Kühlung bietet nach der Simulationsanalyse eine Möglichkeit das Gebäude über das bestehende Heizungssystem zu kühlen, und damit das sommerliche Raumklima zu verbessern, ohne einen signifikant erhöhten Stromverbrauch in Kauf nehmen zu müssen.

Nachteile bei dieser Lösung sind:

- Keine Option bei bestehenden Radiatoren.
- Gefahr der Kondenswasserbildung bei zu hohen Temperaturunterschieden zwischen Raum und Vorlauf im Heizkreis.
- Die Systemkomplexität wird erhöht, insbesondere durch die Notwendigkeit einer veränderten Steuerung für Heizung und PVT-Kreislauf in den Sommermonaten.

Die erhöhte Systemkomplexität bedeutet aufgrund der angepassten Steuerung und des zusätzlichen hydraulischen Kreislaufs höhere Investitionsausgaben. Ob diese Mehrausgaben durch die Komfortsteigerung der Kühlung ausgeglichen werden können, hängt vom subjektiven Empfinden der Bewohner ab. Ziel der Untersuchung war es, aufzuzeigen, ob eine passive Kühlung prinzipiell möglich ist. Insbesondere in wärmeren Ländern ist in den kommenden Jahren mit einer starken Zunahme der Nachfrage nach Kühlung zu rechnen [31]. Es ist denkbar, dass das L-Sol-System mit passiver Kühlung für wärmere Länder noch grössere Vorteile bringen kann als für die Schweiz. Voraussetzung dafür ist, dass die Ausstemperaturen im Sommer nachts deutlich abfallen, oder dass ein genügend grosser Brauchwarmwasserbedarf vorhanden ist.



3.3 Phase 2.2: Dimensionierungsempfehlungen

Für einen Hausbesitzer stellt sich im Falle einer fällig werdenden Heizungssanierung die Frage, welche Systeme in Frage kommen und wie diese dimensioniert werden müssen. Gebaut werden Systeme, die der lokale Heizungsbauer empfiehlt. Wenn ein System wie L-Sol gebaut werden soll, dann muss es einfach sein, dieses System in Betracht zu ziehen. Dazu ist eine rasch durchführbare Grobdimensionierung unverzichtbar. In diesem Kapitel werden Anwendungsfälle gezeigt, für welche aufgrund der Simulationsergebnisse davon ausgegangen wird, dass ein L-Sol-System energetisch und ökonomisch sinnvoll umgesetzt werden kann. Diese Empfehlungen werden in Form sogenannter «Dimensionierungsmatrizen» gezeigt. Es handelt sich dabei um Tabellen, woraus für EFH geeignete Systemkonfigurationen ausgelesen werden können. Dafür sind müssen der Heizwärmebedarf und die Einstrahlung auf der vorgesehenen Dachfläche bekannt sein.

3.3.1 Dimensionierungsmatrizen

Sinn der Dimensionierungsmatrizen ist es, aufzuzeigen für welche Anwendungsfälle sich eine genauere Betrachtung inklusive Simulationen lohnen kann. Bei der Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist eine gewisse Unsicherheit gegeben, da die Simulationsergebnisse zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Berichts noch nicht in der Praxis überprüft worden sind.

Auf keinen Fall sollen die Dimensionierungsmatrizen als alleinige Grundlage für die Planung eines konkreten Heizsystems verwendet werden. Eine vertiefte Betrachtung ist dafür unerlässlich.

Die für den jeweiligen Heizwärmebedarf verwendeten Wärmepumpen und deren Heizleistungen sind in Tabelle 13 gezeigt. Details zur Auswahl und Modellierung der Wärmepumpen sind in Abschnitt 2.3.2 beschrieben. Die Heizleistung bei B-5/W50 unterscheidet sich von der Leistungsangabe in der Bezeichnung, da letzterer eine andere Stützstelle zugrunde liegt.

Heizwärmebedarf (kWh/a)	Bezeichnung Wärmepumpe	Heizleistung bei B-5/W50 (kW)
5'000	L-Sol 8 kW	6.36
10'000	L-Sol 10 kW	8.50
15'000	L-Sol 13 kW	10.70
20'000	L-Sol 17 kW	14.35

Tabelle 13: Für die Dimensionierungsmatrizen verwendete Wärmepumpen und deren Heizleistungen bei der Stützstelle B-5/W50

Tabelle 14 und Tabelle 15 zeigen die Dimensionierungsmatrizen für Systeme mit Radiatoren (VLT = 55 °C) und Fussbodenheizung (VLT = 35 °C). Die Matrizen zeigen die jeweils notwendige Systemkonfiguration für verschiedene Gebäude mit unterschiedlichem Heizwärmebedarf und unterschiedlicher solarer Einstrahlung zur Erreichung eines definierten Minimalwerts der SJAZ. Dieser beträgt 3.0 für Systeme mit Radiatorheizungen und 3.4 für Systeme mit Fussbodenheizung. Die Wahl dieser Schwellwerte ist in Abschnitt 2.3.2 begründet. Die Konfigurationen enthalten unterschiedliche Wärmepumpen. Diese wurden gemäss Tabelle 13 nur an den jeweiligen Heizwärmebedarf angepasst und sind für alle zugehörigen Einstrahlungskategorien gleich.

Alle weiteren Freiheitsgrade der Konfiguration sind für alle Fälle gleich gehalten worden und können in Tabelle 4 eingesehen werden. Der warmseitige Speicher ist in allen Fällen ein Kombispeicher mit einem Volumen von 600 l.



Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	20	15
10'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'500	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	25	20
15'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	30	25
20'000	SJAZ (-)	0	3.0	3.1	3.0
	KW-Speicher-Grösse (l)	0	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	0	30	30	25

Tabelle 14: Dimensionierungsmatrix für ein L-Sol-System mit Radiatorheizung mit einer VLT von 55 °C

Dimensionierungsmatrix für Fussbodenheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m²a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.4	3.4	3.5	3.7
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	20	15	15
10'000	SJAZ (-)	3.4	3.5	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	25	20	15
15'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	20
20'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.6
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	25

Tabelle 15: Dimensionierungsmatrix für ein L-Sol-System mit Fussbodenheizung mit einer VLT von 35 °C

Die Einfärbung der Matrixeinträge hat folgende Bedeutung:

- **Grün:** «Sehr gute Eignung»; die erforderliche Systemeffizienz kann mit der minimalen Systemkonfiguration von einem 1'000-l-KW-Speicher und 15 PVT-Kollektoren erreicht werden.
- **Gelb:** «gute Eignung»; es ist eine erhöhte Anzahl von PVT-Kollektoren erforderlich (20 oder 25 Stück), ein 1'000-l-KW-Speicher ist ausreichend.
- **Orange:** «genügende Eignung»; es ist eine grosse Anzahl von PVT-Kollektoren erforderlich (30 Stück), ein 1'000-l-KW-Speicher ist ausreichend.
- **Rot:** «bedingte Eignung»; es ist ein grösserer KW-Speicher erforderlich (1'500 oder 2'000 l), es kann eine erhöhte Anzahl PVT-Kollektoren erforderlich sein.



- **Grau:** «keine Eignung»; auch mit der Maximalkonfiguration von einem 2'000-l-KW-Speicher und 30 PVT-Kollektoren kann eine SJAZ von 3.0 oder mehr nicht erreicht werden.

Wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben, wurde bei der Bewertung der Eignung der Anwendungsfälle der Grösse des KW-Speichers eine grössere Bedeutung zugeordnet als der Anzahl PVT-Kollektoren. Dies, obwohl die PVT-Kollektoren der grösste Treiber der Investitionskosten sind [6]. Grund dafür ist, dass ein grösserer KW-Speicher aufgrund des Platzbedarfs und möglicher Schwierigkeiten bei der Einbringung eine erhebliche Hürde für die Umsetzung darstellen kann. Werden konkrete Projekte betrachtet, bei denen genügend Platz sowie eine genügend grosse Einbringungsöffnung für einen grossen Speicher vorhanden sind, ist eine genauere Betrachtung erforderlich. Eine Konfiguration mit weniger PVT-Kollektoren und einem grösseren KW-Speicher würde in einem solchen Fall voraussichtlich zu einer kostengünstigeren Variante führen.

Aus den Dimensionierungsmatrizen ist ersichtlich, dass davon ausgegangen werden kann, dass das System L-Sol für eine Vielzahl von EFH-Anwendungen in der Schweiz «sehr gut» oder «gut» geeignet ist. Insbesondere bei Heizungssystemen mit Fussbodenheizung eignet es sich für sehr viele Anwendungsfälle. Lediglich bei sehr geringer solarer Einstrahlung und zusätzlich Heizwärmebedarf von 15'000 kWh/a und mehr können aufwändigere Konfigurationen nötig sein. Bei Heizungssystemen mit Radiatorheizung und höherer VLT eignet sich das System noch gut für Einstrahlungswerte von über 1'200 kWh/(m²a und Gebäude mit eher geringem Heizwärmebedarf. Bei grösserem Heizwärmebedarf oder geringerer Einstrahlung sind Mehrkosten aufgrund von aufwändigeren Systemkonfigurationen zu erwarten.

3.3.2 Anwendung der Dimensionierungsmatrizen

Die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen ist in wenigen einfachen Schritten gemacht:

1. Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrix:
Die Dimensionierungsmatrizen können gemäss den oben gezeigten Voruntersuchungen für EFH mit Standort in der Schweiz, ausser für Gebäude in Bergregionen (über 800 m ü.M.) verwendet werden. Für Gebäude an anderen Standorten ist eine individuelle Betrachtung nötig.
2. Ermittlung des jährlichen Heizwärmebedarfs des betrachteten Gebäudes:
Bei bestehenden Gebäuden kann dies einfach über den jährlichen Energieverbrauch des bestehenden Heizsystems ermittelt werden. Falls mit dem gleichen System auch Brauchwarmwasser erhitzt wird, kann dieser Anteil abgezogen werden. Wie in Abschnitt 2.1.2 gezeigt, beträgt dieser Anteil für eine vierköpfige Familie rund 3'400 kWh/a. Im Zweifel sollte im Sinne einer konservativen Betrachtung auf den Abzug verzichtet werden. Bei Neubauten ist eine grobe Abschätzung durch die Planer erforderlich.
3. Ermittlung der Einstrahlungskategorie:
Die jährliche Einstrahlung für die geneigte Dachfläche des zu untersuchenden Gebäudes lässt sich mit dem frei zugänglichen Online-Tool PVGIS [18] ermitteln. Der Benutzer wählt in der Karte den Standort des Gebäudes und gibt die Neigung und die Ausrichtung der Dachfläche an. Die relevante Grösse wird im Tool als «Yearly in-plane irradiation (kWh/m²/a)» ausgegeben. Zu beachten ist, dass PVGIS keine Nahverschattung berücksichtigt. Wird die Anlage auf einer Dachfläche geplant, die durch andere Gebäude, Bäume, Kamine, oder ähnliches verschattet wird, ist die Einstrahlungsmenge selbstverständlich reduziert.
4. Auslesen der erforderlichen Systemkonfiguration:
In der Dimensionierungsmatrix wird der entsprechende Eintrag ausgelesen. Fällt der Heizwärmebedarf zwischen zwei Kategorien, muss im Zweifel die nächst grössere Kategorie betrachtet werden. Bei der Einstrahlung muss im Zweifel die nächst kleinere Kategorie betrachtet werden. Die Grösse des KW-Speichers und die Anzahl erforderlicher PVT-Kollektoren können direkt aus den Dimensionierungsmatrizen entnommen werden, die Grösse der Wärmepumpe wird anhand des Heizwärmebedarfs (nächst grössere Kategorie) in Tabelle 13 bestimmt.



An einem Beispiel wird im Folgenden die Anwendung der Dimensionierungsmatrizen gezeigt: Ein Besitzer eines EFH mit einem Vier-Personen-Haushalt hat anhand des jährlichen Heizölverbrauchs einen Energieverbrauch von insgesamt 17'500 kWh berechnet. Davon zieht er den Bedarf für die Brauchwarmwasseraufbereitung von 3'400 kWh ab und erhält somit einen jährlichen Heizwärmebedarf von 14'100 kWh/a. Das fiktive EFH befindet sich in Wädenswil am Standort (47.217° N, 8.680° E). Die vorgesehene Dachfläche hat eine Neigung von 35° und einen Azimut von 45° (süd-westliche Ausrichtung). In PVGIS ermittelt er eine jährliche Globalstrahlung von 1'290 kWh/m². Da das EFH über eine Radiatorheizung verfügt, die beim Heizungsersatz beibehalten werden soll, betrachtet der Anwender die Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung (Tabelle 14). Beim Heizwärmebedarf nimmt er den nächst grösseren Wert von 15'000 kWh/a und bei der Einstrahlung den nächst kleineren von 1'200 kWh/(m²a). Aus dem entsprechenden Matrixeintrag kann er auslesen, dass eine geeignete Systemkonfiguration aus einem 1'000-l-KW-Speicher und 30 PVT-Kollektoren besteht und damit eine SJAZ von 3.1 erwartet werden kann (siehe Abbildung 43). Ausserdem kann aus Tabelle 13 ausgelesen werden, dass die betrachtete Konfiguration eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 10.7 kW bei B-5/W50 enthält.

Dimensionierungsmatrix für Radiatorheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m ² a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	20	15
10'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'500	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	25	20
15'000	SJAZ (-)	3.0	3.0	3.1	3.1
	KW-Speicher-Grösse (l)	2'000	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	30	30	25
20'000	SJAZ (-)	0	3.0	3.1	3.0
	KW-Speicher-Grösse (l)	0	1'500	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	0	30	30	25

Abbildung 43: Ermittelte Systemkonfiguration des ersten Beispiels. Die hellrot markierte Zeile entspricht dem aufgerundeten ermittelten Wärmebedarf, die hellrot markierte Spalte der ermittelten Einstrahlungskategorie. Die dunkelrot markierte Zelle gibt die ermittelte Systemkonfiguration und die zu erwartende SJAZ an.

Ein zweites Beispiel soll anhand eines Neubaus gezeigt werden: Ein Ingenieurbüro plant für einen Kunden ein neues EFH in St.Gallen. Die zuständige Ingenieurin möchte untersuchen, ob das L-Sol-System für diesen Neubau geeignet wäre. Falls ja, möchte sie für die Abschätzung der Kosten wissen, wie das System grob dimensioniert sein sollte. Der (fiktive) geplante Neubau befindet sich am Standort (47.417° N, 9.383° E) in einer Höhe von 770 m. ü.M. und hat ein perfekt nach Süden ausgerichtetes Dach mit einer Neigung von 20°. Aufgrund der Gebäudedimensionen, der verwendeten Baumaterialien und der am Standort herrschenden Wetterverhältnisse rechnet die Ingenieurin mit einem jährlichen Heizwärmebedarf von 4'800 kWh. Der Bedarf für die Brauchwarmwasser-Erwärmung ist darin nicht enthalten. Das geplante Gebäude wird über eine Fussbodenheizung beheizt. In einem ersten Schritt prüft die Ingenieurin die Anwendbarkeit der Dimensionierungsmatrizen. Da sich der Standort unter 800 m. ü.M. befindet, können die Dimensionierungsmatrizen angewendet werden. Allerdings ist sich die Ingenieurin bewusst, dass es sich beim Standort bereits um eine leicht erhöhte Lage handelt und sie daher eher mit einer geringeren Performance als in den Dimensionierungsmatrizen angegeben rechnen muss. Die Abschätzung des Heizwärmebedarfs hat die Ingenieurin bereits zuvor gemacht. Aufgrund der ermittelten 4'800 kWh/a betrachtet sie die Matrixeinträge für den Heizwärmebedarf von 5'000 kWh/a. Als



ritten Schritt ermittelt die Ingenieurin mittels PVGIS [18] die jährliche Einstrahlung in die vorgesehene Dachfläche. Diese beträgt 1'260 kWh/(m²a). Aus der Dimensionierungsmatrix für Heizsysteme mit Fussbodenheizung liest sie für den nächst kleineren Eintrag von 1'200 kWh/(m²a) und den Heizwärmebedarf 5'000 kWh/a die folgende Konfiguration aus: 15 PVT-Kollektoren und einen KW-Speicher mit einem Volumen von 1'000 l. Damit kann von einer SJAZ von 3.5 ausgegangen werden (siehe Abbildung 44). Gemäss Tabelle 13 ist für den vorliegenden Heizwärmebedarf eine Wärmepumpe mit einer Heizleistung von 6.36 kW bei B-5/W50 zu verwenden.

Dimensionierungsmatrix für Fussbodenheizung					
Heizwärmebedarf (kWh/a)	Einstrahlungskategorie (kWh/(m ² a))	>800	>1'000	>1'200	>1'400
5'000	SJAZ (-)	3.4	3.4	3.5	3.7
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	20	15	15
10'000	SJAZ (-)	3.4	3.5	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	25	25	20	15
15'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.4
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	20
20'000	SJAZ (-)	3.5	3.4	3.5	3.6
	KW-Speicher-Grösse (l)	1'000	1'000	1'000	1'000
	Anzahl Kollektoren (-)	30	25	25	25

Abbildung 44: Ermittelte Systemkonfiguration des zweiten Beispiels. Die hellrot markierte Zeile entspricht dem aufgerundeten ermittelten Wärmebedarf, die hellrot markierte Spalte der ermittelten Einstrahlungskategorie. Die dunkelrot markierte Zelle gibt die ermittelte Systemkonfiguration und die zu erwartende SJAZ an.

3.3.3 Limitierungen der Dimensionierungsmatrizen

Da die Dimensionierungsmatrizen für möglichst viele verschiedene Standorte, Dachneigungen, Ausrichtungen etc. verwendbar sein sollen, wurden bei der Erstellung viele Verallgemeinerungen getroffen, wie in Abschnitt 2.3.1 gezeigt. Dies reduziert die Genauigkeit der Angaben für den jeweiligen Einzelfall. So ist insbesondere bei stark asymmetrischem Horizont (morgens fällt erheblich mehr Einstrahlung an als nachmittags oder umgekehrt), oder einer untypischen jährlichen Verteilung der Einstrahlung aufgrund des Horizonts mit Abweichungen von den in den Matrizen angegebenen SJAZ-Werten zu rechnen. Je nach Standort kann auch die Dachausrichtung einen merklichen Einfluss haben, der in den Matrizen nicht abgebildet ist. Weiter ist zu beachten, dass die Dimensionierungsmatrizen einen typischen Brauchwarmwasserbedarf annehmen wie oben beschrieben. Für Anwendungsfälle mit deutlich abweichendem Bedarf reduziert sich die Genauigkeit der Dimensionierungsmatrizen. Die gezeigten Dimensionierungsmatrizen sollen eine Vorstellung möglicher Dimensionierungen geben. In Pilotprojekten muss jedoch gezeigt werden, dass sie in der Realität anwendbar sind.

Die angestrebten SJAZ-Schwellen in den Matrizen bei 3.0 respektive 3.4 sind relativ tief im Vergleich mit Heizsystemen mit Erdwärmesonden oder Eisspeichern (vgl. Abschnitt 3.1.3). Auch im Vergleich mit LWWP-Systemen sind sie nicht extrem ehrgeizig gewählt. Wird eine bestehende Fossilheizung durch ein Heizsystem mit Wärmepumpe ersetzt, bedeutet eine tiefe SJAZ einen grösseren Stromverbrauch. Die hier verwendeten SJAZ-Werte sind bewusst so gewählt, dass in vielen Fällen eine ökonomisch sinnvolle Lösung machbar ist. Wird ein L-Sol-System in der Praxis geplant, ist es selbstverständlich begrüssenswert, wenn eine Konfiguration angestrebt wird, die zu einer höheren SJAZ führt. Massnahmen dafür sind unter anderem:



- Grössere Dimensionierung der thermischen Speicher
- Grössere Anzahl PVT-Kollektoren
- Erweiterte Steuerung mit Überhitzen der thermischen Speicher oder nächtliche Beladungssperre des Heizpuffer-Speichers (Nutzung der SG-Ready-Steuerungseingänge)

All diese Massnahmen führen naturgemäss zu höheren Investitionen. Ob diese über die Einsparungen bei den Elektrizitätskosten durch die höhere Systemeffizienz amortisiert werden können, muss für den Einzelfall geprüft werden. Auch energetisch ist es möglich, dass eine grössere Dimensionierung der Komponenten gesamthaft betrachtet nicht zu einer Verbesserung führt, wenn auch die graue Energie für die Herstellung der Komponenten betrachtet wird.

In den Dimensionierungsmatrizen können jedoch auch Systeme identifiziert werden, welche bei einer Konfiguration kleiner als die oben genannte Minimalkonfiguration noch zu einer akzeptablen SJAZ führen können. So ist es beispielsweise möglich, dass in Fällen mit einer SJAZ klar über dem Schwellenwert auch ein 800-l-KW-Speicher anstelle von 1'000 l zu einer genügenden SJAZ führt. In diesem Fall kann eine spürbare Reduktion der Investitionskosten erwartet werden, da nicht nur der Speicher selbst kostengünstiger wäre, sondern auch die Einbringung und Montage. Dies gilt insbesondere, wenn für einen 1'000-l-Speicher eine Vergrösserung des Raums oder der Tür notwendig wäre.

Eine weitere Optimierungsmöglichkeit ist, wie bei jedem Gebäudeenergiesystem, über das Nutzerverhalten gegeben. Wenn die Nutzer beispielsweise eine tiefere Gebäude-Solltemperatur einstellen, kann eine grössere Systemeffizienz erreicht werden. Allerdings wurde dies in der vorliegenden Untersuchung bereits relativ stark ausgereizt. So wurden alle Simulationen bei einer Solltemperatur von 20 °C ausgeführt. Dass es in der Praxis viele Nutzer gibt, die unter diesen Sollwert gehen würden, darf bezweifelt werden (vgl. z.B. [32]). Es ist im Gegenteil häufiger davon auszugehen, dass viele Nutzer höhere Solltemperaturen einstellen würden und das System somit einen höheren Energieverbrauch aufweisen würde. Der Einfluss des Nutzerverhaltens stellt eine Limitierung dar, die nicht nur auf die Dimensionierungsmatrizen zutreffen, sondern auf alle durchgeführten Simulationen in diesem Projekt.

Weitere Limitierungen, die nicht nur die Dimensionierungsmatrizen, sondern die gesamte Simulationsstudie betreffen, sind die nicht experimentell untersuchten Einflüsse von Schneebedeckung, Vereisung und Kondensation an den PVT-Kollektoren und die Extrapolation der Wärmepumpen-Kennlinien bis -15 °C sowie die allgemeine Tatsache, dass das Gesamtsystem L-Sol noch nicht experimentell validiert worden ist. Erste Anwendungen in der Praxis mit L-Sol-ähnlichen Systemen haben jedoch gezeigt, dass die kalten VLT keine wesentlichen technischen Probleme verursachen. So berichtet beispielsweise DualSun, ein Hersteller von PVT-Kollektoren, dass ihre bisherigen Systeme keine ernsten Probleme im Winter erfahren haben. Allerdings sei zu erwarten, dass die Aufnahme von Umgebungswärme verringert wird, wenn sich eine dicke Eisschicht an den Kollektoren bildet [33]. Auch die Firma Consolar, welche ebenfalls bereits einige L-Sol-ähnliche Systeme umgesetzt hat, betrachtet die Eisbildung als unproblematisch [34].



4 Schlussfolgerungen und Fazit

Aufgrund der Simulationsergebnisse kann davon ausgegangen werden, dass das System L-Sol in EFH eine technisch, energetisch und ökonomisch sinnvolle Alternative zu Heizungssystemen mit LWWP darstellen kann. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis des L-Sol-Systems ist insbesondere dann vorteilig, wenn nachgerüstete PVT-Kollektoren verwendet werden oder wenn gesetzliche Einschränkungen den Einsatz von LWWP erschweren oder verhindern. Aus den erarbeiteten Dimensionierungsmatrizen ist ersichtlich, dass L-Sol in Gebäuden mit Radiatorheizungen bis zu einem Heizwärmebedarf von 20 MWh/a eingesetzt werden kann, sofern die jährliche Einstrahlungsmenge in die vorgesehene Dachfläche 1'200 kWh/m² oder mehr beträgt. Dies entspricht unter den getroffenen Annahmen einem Azimut von rund 75° (Ost oder West). Eine streng nach Süden ausgerichtete Dachfläche ist demzufolge nicht erforderlich. Wird ein Gebäude mit einer Fussbodenheizung betrachtet, ist selbst bei einem Heizwärmebedarf von 20 MWh/a eine jährliche Einstrahlung von 800 kWh/m² ausreichend für eine Eignung des L-Sol-Systems. Bei Fussbodenheizungen sind somit geeignete L-Sol-Konfigurationen auch bei geringer Einstrahlung möglich. Selbstverständlich sollten in allen Fällen nach Süden ausgerichtete Dächer mit wenig Verschattung bevorzugt werden, da diese eine kleinere Systemdimensionierung bei gleicher Effizienz erlauben.

Die Grundvariante des L-Sol-Systems bietet die Möglichkeit für modulare Erweiterung. So kann durch Hinzufügen eines zusätzlichen Hydraulikkreislaufs und Anpassen der Steuerung eine passive Kühlfunktion umgesetzt werden, welche es bei minimalem zusätzlichem Stromverbrauch erlaubt, die Dauer von erhöhten Gebäudetemperaturen über 24 °C in den Sommermonaten merklich zu reduzieren. Durch Verwendung einer SG-Ready-Wärmepumpe und einer entsprechenden Steuerung können erweiterte Steuerstrategien wie «Überhitzen» und «nächtliche Beladungssperre des Heizpufferspeichers» oder eine Kombination von beidem gefahren werden. Diese Steuerstrategien erlauben eine Reduktion des Netzbezugs und damit einen netzdienlicheren Betrieb. Die nächtliche Beladungssperre wirkt sich zusätzlich verbessernd auf die Systemeffizienz aus. Durch Hinzufügen eines Batteriespeichers kann der Autarkiegrad weiter erhöht werden. Als nicht sinnvoll hat sich die Anwendung einer Steuerung erwiesen, welche eine nächtliche Beladungssperre alleine aufgrund einer Wetterprognose für den nächsten Tag aktiviert. Für eine wirkungsvolle prädiktive Regelung müsste neben dem Wetter auch der Bedarf nach Heizwärme und Brauchwarmwasser vorausgesagt werden.

Alle Systemkennzahlen und die daraus abgeleiteten Erkenntnisse dieser Studie, einschliesslich der Dimensionierungsempfehlungen, basieren ausschliesslich auf Simulationen. Für eine abschliessende Eignungsuntersuchung des Systems L-Sol ist ein Praxistest unerlässlich. Obwohl für die Komponenten in den Polysun-Katalogen validierte Modelle hinterlegt sind, ist eine Validierung des Gesamtsystems unbedingt durchzuführen.

5 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Für eine Validierung des Gesamtsystems ist eine Erprobung des L-Sol-Systems in der Praxis durchzuführen. Dabei kann es sich um ein Pilot- und Demonstrationsprojekt an einem realen Wohnhaus oder um die Umsetzung an einem praxisnahen Teststand handeln. Einige ähnliche Systeme zu L-Sol existieren heute bereits. Allerdings wäre ein umfangreiches Monitoring für das Verständnis des Gesamtsystems von grossem Wert. Insbesondere wäre damit ein besseres Verständnis des Systemverhaltens in weniger gut bekannten Betriebszuständen möglich. Solche Betriebszustände sind zum Beispiel der Betrieb von PVT-Kollektoren mit sehr tiefer Vorlauftemperatur oder die Wärmeabgabe über die Kollektoren für die Kühlung. Ausserdem würden detaillierte Messungen an einem realen Objekt die Möglichkeit geben, die Simulationsergebnisse der vorliegenden Studie generell zu überprüfen und Empfehlungen für die zukünftige Simulation ähnlicher Systeme zu geben.

Eine weiterführende Betrachtung der in diesem Bericht beschriebenen Steuerungen mit SG-Ready-Wärmepumpe durch Überhitzen oder nächtliche Beladungssperre verspricht interessante Einsichten in



Optimierungsmöglichkeiten zugunsten eines netzdienlichen Betriebs. Dadurch könnte einerseits der Eigenverbrauch des Stromes und damit die Rentabilität der Anlage erhöht werden. Andererseits könnte das System möglicherweise dem Elektrizitätswerk für ein Demand-Side-Management zur Verfügung gestellt werden. Es müsste aber untersucht werden, wie sich eine extern gesteuerte zeitliche Verschiebung der Laufzeit der Wärmepumpe auf die Systemeffizienz und den Komfort im Gebäude auswirkt. Weiter wäre es interessant zu untersuchen, ob diese Steuerstrategien erfolgreich auf andere Heizungssysteme angewendet werden können, welche gewisse ähnliche Charakteristiken wie das L-Sol-System aufweisen. Beispielsweise könnte untersucht werden, ob eine nächtliche Beladungssperre auch bei einem LWWP-System mit genügend grossem Heizpufferspeicher zu einer erhöhten Systemeffizienz führen kann.

Diverse Untersuchungen (siehe z.B. [35]) haben gezeigt, dass drehzahlgesteuerte Luft-Wasser-Wärmepumpen Vorteile aufweisen. Es ist deshalb zu erwarten, dass sich die Systemeffizienz und der Eigenverbrauch auch beim L-Sol-System mit drehzahlgesteuerten Wärmepumpen verbessern lassen. Entsprechende Abklärungen wären deshalb wünschenswert. Aufgrund des zunehmenden Bedarfs nach Raumkühlung [16] würde sich auch eine vertiefte Untersuchung der Nutzung von drehzahlgesteuerten Wärmepumpen für eine energieeffiziente Kühlung mit dem L-Sol-System anbieten.

6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das Projekt beinhaltet die Teilnahme am IEA SHC Task 60 «PVT Systems: Application of PVT Collectors and New Solutions in HVAC Systems». Die Forschungsgruppe bedankt sich herzlich beim BFE für die Möglichkeit zur Teilnahme und die damit einhergehenden fruchtbaren Diskussionen.

7 Publikationen

M. Schubert, M. Hunziker, D. Sauter, N. Sperr, und J. Rohrer, «L-Sol – heating system with PVT-collectors as single heat source for a brine-water heat pump», J. Phys. Conf. Ser., Bd. 1343, S. 012081, Nov. 2019, DOI: 10.1088/1742-6596/1343/1/012081



8 Literaturverzeichnis

- [1] R. Dott, A. Genkinger, und T. Afjei, «System Evaluation of Combined Solar & Heat Pump Systems», *Energy Procedia*, Bd. 30, S. 562–570, 2012.
- [2] J. P. Fine, J. Friedman, und S. B. Dworkin, «Detailed modeling of a novel photovoltaic thermal cascade heat pump domestic water heating system», *Renew. Energy*, Bd. 101, S. 500–513, Feb. 2017.
- [3] M. Herrando, A. Ramos, J. Freeman, I. Zabalza, und C. N. Markides, «Technoeconomic modelling and optimisation of solar combined heat and power systems based on flat-box PVT collectors for domestic applications», *Energy Convers. Manag.*, Bd. 175, S. 67–85, Nov. 2018.
- [4] E. Bellos, C. Tzivanidis, K. Moschos, und K. A. Antonopoulos, «Energetic and financial evaluation of solar assisted heat pump space heating systems», *Energy Convers. Manag.*, Bd. 120, S. 306–319, Juli 2016.
- [5] T. T. Chow, «A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology», *Appl. Energy*, Bd. 87, Nr. 2, S. 365–379, Feb. 2010.
- [6] M. Schubert, J. Rohrer, N. Sperr, und M. Koch, «L-SOL: Heizungssystem mit PVT als Quelle für eine Wärmepumpe - Neuartiges System für die optimierte Nutzung von PV/T und Wärmepumpe in EFH ohne Erdwärmesonde und Aussenlufteinheit», ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Wädenswil, Jahresbericht, Dez. 2018.
- [7] E. Frank, M. Haller, und S. Herkel, «Systematic Classification of Combined Solar Thermal and Heat Pump Systems», in *Proceedings of the EuroSun 2010 Conference*, Graz, 2010.
- [8] Vela Solaris AG, «Polysun Simulation Software: Benutzerhandbuch». Vela Solaris AG, 2018.
- [9] SIA, «Raumnutzungsdaten für Energie- und Gebäudetechnik». SIA, 01-Okt-2015.
- [10] SIA, «Anlagen für Trinkwarmwasser in Gebäuden - Warmwasserbedarf, Gesamtanforderungen und Auslegung». SIA, 01-Jan-2015.
- [11] BWP Bundesverband Wärmepumpe e.V., «Regularium für das Label <SG Ready> für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen». 01-Jan-2013.
- [12] Meyer Burger AG, «SkySlate Hybrid». 2016.
- [13] H. A. Zondag, «Flat-plate PV-Thermal collectors and systems: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 12, Nr. 4, S. 891–959, Mai 2008.
- [14] E. Frank, F. Mauthner, und S. Fischer, «Overheating prevention and stagnation handling in solar process heat applications», IEA SHC Task 49, Technical Report A.1.2, Jan. 2015.
- [15] EnergieSchweiz, «Stationäre Batterien - Speicher in Gebäuden». 2018.
- [16] G. Setterini u. a., «ClimaBau - Planen angesichts des Klimawandels». Bundesamt für Energie (BFE), 2017.
- [17] T. Afjei, R. Dott, und A. Huber, «Heizen und Kühlen mit erdgekoppelten Wärmepumpen», Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Schlussbericht, 2007.
- [18] European Commission, «Photovoltaic Geographical Information Sytem», *Photovoltaic Geographical Information Sytem*, 21-Sep-2017. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html. [Zugegriffen: 01-Okt-2019].
- [19] European Commission, «Overview of PVGIS data sources and calculation methods», *Photovoltaic Geographical Information Sytem*, 22-Sep-2017. [Online]. Verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html. [Zugegriffen: 01-Okt-2019].
- [20] Meteotest AG, «Meteonorm Software», *Meteonorm: Einstrahlungsdaten für jeden Ort des Planeten*. [Online]. Verfügbar unter: <https://meteonorm.com/>. [Zugegriffen: 05-Okt-2019].
- [21] SIA, «Heizungsanlagen in Gebäuden - Grundlagen und Anforderungen». SIA, 2009.
- [22] AWEL Kanton Zürich, «Energie in Wohnbauten 2018», Baudirektion Kanton Zürich, Zürich, Dez. 2018.
- [23] Bundesamt für Energie, «Dimensionierung von Wärmepumpen». Okt-2001.
- [24] M. Miara, D. Günther, und R. Langner, «Efficiency of Heat Pumps in Real Operating Conditions - Comparison of three Monitoring Campaigns in Germany», *Rehva J.*, Bd. 51, S. 7–12, 2014.



- [25] M. Prinzig, M. Berthold, und M. Eschmann, «Bericht «WP-Feldmessungen Jahresbericht 2018» - Feldmessungen Wärmepumpen-Anlagen 2015-2018 (Auswertung verlängert bis Dez. 2019)», EnergieSchweiz, Bern, Jahresbericht, Dez. 2018.
- [26] M. Erb, D. Eicher, P. Ag, und M. Ehrbar, «Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996-2003», S. 22, 2005.
- [27] C. Russ u. a., «Feldmessung Wärmepumpen im Gebäudezustand», Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Kurzfassung Abschlussbericht, 2010.
- [28] M. Miara, D. Günther, und R. Langner, «Efficiency of heat pump systems under real operating conditions», *IEA Heat Pump Cent. Newsl.*, Bd. 31, Nr. 2, S. 22–26, 2013.
- [29] Eidgenössische Elektrizitätskommission, «Leicht ansteigende Strompreise 2020», *Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom*, 06-Sep-2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-76327.html>. [Zugegriffen: 21-Okt-2019].
- [30] F. Baumgartner, «Photovoltaik & Batteriespeicher: Investition in Solaranlagen lohnen sich», gehalten auf der Infoanlass «Rentiert eine Solaranlage?», Herisau, 05-Sep-2018.
- [31] International Energy Agency, «The Future of Cooling», International Energy Agency, 2018.
- [32] I. Mojic, M. Luzzatto, M. Haller, M. Lehman, M. Benz, und S. van Velsen, «ImmoGap: Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäusern», SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, Schlussbericht, Aug. 2018.
- [33] L. Brottier, «persönliche E-Mail», 17-Okt-2019.
- [34] U. Leibfried, «Kühlen mit PVT-Kollektoren und Wärmepumpe», gehalten auf der Solarenergie und Wärmepumpen - Fokus: Solares Kühlen, Rapperswil, 30-Okt-2019.
- [35] L. Gasser, I. Wyssen, M. Albert, M. Häusermann, M. Kleingries, und B. Wellig, «Effiziente Luft/Wasser-Wärmepumpen durch kontinuierliche Leistungsregelung», Hochschule Luzern, BFE-Schlussbericht SI/500120-01 / SI/500120, Dez. 2011.



Anhang



		Phase 1	Phase 2.1	Phase 2.2
	Einheit	Zwei-Speicher	Zwei-Speicher	Kombi
KW-Speicher				
Volumen	l	2000	2000	2000
Höhe	m	1.7	2.1	2.1
Position Sutzen [1]	%			0
Position Sutzen [4]	%			100
Position Sutzen [5]	%		0	0
Position Sutzen [7]	%	65	65	65
Position Sutzen [8]	%	100	100	100
Position Sutzen [10]	%	100	100	100
Wendel [1]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, gross	Wendel-Tauscher, gross
Tauscherfläche Wendel [1]	m²	3.6	5.4	5.4
Pos. Wendel [1]	%	40	40	40
HP-Speicher				
Volumen	l	250	300	
Höhe	m	1.7	1.7	
Position Sutzen [1]	%	0	0	
Position Sutzen [4]	%	100	100	
Position Sutzen [5]	%	0	0	
Position Sutzen [8]	%	100	100	
Heizung [3]	-	Elektro-Heizstab, gross (6 kW, η = 0.95)	Elektro-Heizstab, gross (6 kW, η = 0.95)	
Pos. H[3]	%	75	75	
BWW-Speicher				
Volumen	l	250	300	
Höhe	m	1.7	1.7	
Position Sutzen [5]	%	0	0	
Position Sutzen [8]	%	100	100	
Wendel [1]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, klein	
Tauscherfläche Wendel [1]	m²	3.6	1.8	
Pos. Wendel [1]	%	30	20	
Wendel [2]	-	Wendel-Tauscher, mittel	Wendel-Tauscher, mittel	
Tauscherfläche Wendel [2]	m²	3.6	3.6	
Pos. Wendel [2]	%	60	60	
Heizung [3]	-	Elektro-Heizstab, mittel (3 kW, η = 0.95)	Elektro-Heizstab, mittel (3 kW, η = 0.95)	
Pos. H[3]	%	80	80	
Kombi-Speicher				
Volumen	l			400
Höhe	m			1.7
Position Sutzen [1]	%			0
Position Sutzen [3]	-			70
Position Sutzen [4]	%			100
Position Sutzen [5]	%			0
Position Sutzen [6]	%			10
Position Sutzen [7]	-			70
Position Sutzen [8]	%			100
Position Sutzen [10]	%			100
Wendel [1]	-			Wendel-Tauscher, klein
Tauscherfläche Wendel [1]	m²			1.8
Pos. Wendel[1]	%			20
Heizung [3]	-			Elektro-Heizstab, sehr gross
Pos. H[3]	%			80
Externer Wärmeübertrager BWW				
Plattenwärmeübertrager	-			mittel (10'000 W/K)
Pumpen				
Pumpe Belandung	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe Heizung	-	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel
Pumpe PVT	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe WP-Vorlauf	-	Eco, gross	Eco, gross	Eco, gross
Pumpe Vorerwärmung	-	Eco, mittel	Eco, mittel	Eco, mittel
Pumpe Frischwasserstation	-			Eco, klein

Tabelle A1 Verwendete Komponenten nach Abschluss einer Phase (für sämtliche nicht aufgeführten oder im Bericht erwähnten Komponenten und Einstellungen wurden Standardwerte von Polysun verwendet).



		Phase 1	Phase 2.1	Phase 2.2
	Einheit	Zwei-Speicher	Zwei-Speicher	Kombi
PVT-Kreislauf				
Kollektor-Maximaltemperatur	°C	100	100	100
Speicher-Maximaltemperatur	°C	60	60	60
Messschicht Einschalttemperatur	-	5	12	12
Messschicht Ausschalttemperatur	-	5	5	3
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	6.0	4.0	4.0
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	2.0	1.5	1.5
Spezifischer Durchsatz	l/(m²a)	30	50	20
Vorwärmungs-Kreislauf				
Messschicht Ein/Ausschalttemperatur in	-	12	12	12
Messschicht Ein/Ausschalttemperatur in	-	5	5	5
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	5	4	4
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	5	2	2
Spezifischer Durchsatz	l/h	3*600	3*600	3*600
Wärmepumpe (inkl. Pumpen)				
Messschicht Einschalttemperatur BWW	-	9	11	12
Messschicht Ausschalttemperatur BWW	-	9	9	10
Einschalt-Temperaturdifferenz BWW	°C	0	0	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz BWW	°C	5	5	7
Messschicht Einschalttemperatur HP	-	11	11	12
Messschicht Ausschalttemperatur HP	-	4	4	4 und 7
Einschalt-Temperaturdifferenz HP	°C	2	2	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz HP	°C	5	5	5
Messschicht Ein/ Ausschalttemperatur KW	-	1	1	1
Ausschalt-Temperatur KW	°C	-15	-15	-15
Einschalt-Temperaturdifferenz KW	°C	-	0.5	0.5
Heizstäbe HP/BWW und Heizstab Kombi				
Messschicht Einschalttemperatur	-	11	11	8
Messschicht Ausschalttemperatur	-	10	10	7
Einschalt-Temperaturdifferenz	°C	3	3	2
Ausschalt-Temperaturdifferenz	°C	0	0	2
Einschalt-Temperatur KW	°C	-15	-15	-15
Ausschalt-Temperaturdifferenz KW	°C	-	0.5	0.5

Tabelle A2 Verwendete Steuergrößen und Messpunkte für die verwendeten programmierten Steuerungen nach Abschluss einer Phase.



						Polysun		PVGIS	Polysun im Vergleich	
						ohne Hori- zont	mit Hori- zont	Horizont be- rücksichtigt	ohne Hori- zont	mit Hori- zont
Standort	Koordinaten Nord	Koordinaten Ost	Ausrichtung (°)		Neigung (°)	jährliche Globalstrahlung (kWh/m2)			Abweichung (%)	
Rapperswil	47.2256	8.8223	0	Süd	20	1319.5	1316.8	1370.0	-3.7	-3.9
			-90	Ost	20	1144.5	1139.5	1190.0	-3.8	-4.2
			90	West	20	1136.4	1132.6	1170.0	-2.9	-3.2
			0	Süd	30	1352.5	1348.7	1400.0	-3.4	-3.7
			-90	Ost	30	1117.0	1110.0	1160.0	-3.7	-4.3
			90	West	30	1104.8	1099.4	1140.0	-3.1	-3.6
Locarno	46.1709	8.7995	0	Süd	20	1519.7	1493.6	1420.0	7.0	5.2
			-90	Ost	20	1295.8	1267.2	1240.0	4.5	2.2
			90	West	20	1283.8	1258.1	1210.0	6.1	4.0
			0	Süd	30	1566.7	1533.0	1460.0	7.3	5.0
			-90	Ost	30	1261.4	1223.3	1210.0	4.3	1.1
			90	West	30	1243.7	1209.4	1170.0	6.3	3.4
Davos	46.8000	9.8300	0	Süd	20	1842.5	1761.2	1180.0	56.1	49.3
			-90	Ost	20	1502.2	1426.9	1060.0	41.7	34.6
			90	West	20	1487.4	1431.3	991.0	50.1	44.4
			0	Süd	30	1944.7	1847.7	1200.0	62.1	54.0
			-90	Ost	30	1483.1	1386.0	1040.0	42.6	33.3
			90	West	30	1462.0	1391.0	944.0	54.9	47.4

Tabelle A3 Einstrahlungsvergleich Polysun – PVGIS